发电厂电气检修技术教程

王德江　史春丽　孙玉梅　朱璐瑛　编著

電子工業出版社
Publishing House of Electronics Industry
北京 · BEIJING

VISIT…

LANZAROTE Caliente.com

内 容 简 介

本书是电气工程类专业的校企对接教材，是为培养发电厂、变电站技术岗位应用型、技能型人才，从生产实际出发而编写的实践性教材。全书共 10 章：发电机电气检修规程、电动机电气检修规程、电力变压器电气检修规程、断路器和开关电气检修规程、隔离开关检修规程、互感器检修规程、封闭母线和穿墙套管检修规程、电力电缆检修规程、电气设备预防性试验规程、微机继电保护和自动装置检修规程。

本书可作为普通高等院校电气工程类相关专业的本科用书，也可作为高职高专和函授教材，以及发电企业技术人员的培训教材，同时还可供从事发电厂电气检修、技术管理工作的工程技术人员参考。

本书可作为中职学校的用书，也可作为有关技术人员的参考用书。

未经许可，不得以任何方式复制或抄袭本书之部分或全部内容。
版权所有，侵权必究。

图书在版编目（CIP）数据

发电厂电气检修技术教程 / 王德江等编著. —北京：电子工业出版社，2017.6

ISBN 978-7-121-30886-4

Ⅰ. ①发… Ⅱ. ①王… Ⅲ. ①电厂电气系统—检修—高等学校—教材 Ⅳ. ①TM62

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2017）第 021253 号

策划编辑：朱怀永
责任编辑：胡辛征
印　　刷：
装　　订：
出版发行：电子工业出版社
　　　　　北京市海淀区万寿路 173 信箱　邮编　100036
开　　本：787×1 092　1/16　印张：12.25　字数：341 千字
版　　次：2017 年 6 月第 1 版
印　　次：2017 年 6 月第 1 次印刷
定　　价：33.00 元

凡所购买电子工业出版社图书有缺损问题，请向购买书店调换。若书店售缺，请与本社发行部联系，联系及邮购电话：（010）88254888，88258888。

质量投诉请发邮件至 zlts@phei.com.cn，盗版侵权举报请发邮件至 dbqq@phei.com.cn。

本书咨询联系方式：（010）88254608，zhy@phei.com.cn。

序

十七世纪，德国哲学家、数学家莱布尼茨发明了二进位制，视其为“具有世界普遍性的、最完美的逻辑语言”。他有两个没想到。第一个没想到在后来，二百多年以后，二进位制成了计算机软件的数学基础，构筑了丰富多彩的虚拟世界。第二个没想到在先前，五千多年前的《周易》描绘了阴阳两元创化的智慧符号。莱氏从法国汉学家处看到了八卦，认定那是中国版的二进制。可惜他晚了五千年。《周易》也可惜，被拿去算卦，从阴阳看吉凶，深悟其中的道教天师成就了前知五百年，后知五百载的“半仙之体”。莱布尼茨也有宗教情结，他认为每周第一天为 1，亦即上帝，这是世界的一翼。数到第 7 天，一切尽有，是世界的另一翼。7 按照二进制表示为“111”，八卦主吉的乾卦符号为三横。这三竖三横只是方向不同，义理暗合。

《周易》为群经之首，设教之书，大道之源。“一阴一阳之谓道”，两仪动静是人类活动总源头，为万物本元图式。李约瑟视其为宇宙力场的正极和负极。西方学者容格评价更高，谈到世界智慧宝典，首推《周易》，他认为，在科学方面，我们所得出的许多定律是短命的，常常被后来的事实所推翻，惟独《周易》亘古常新，五六千年，依然活络。

乾与坤，始与终，精神与物质，主体与客体，合目的性与合规律性，工具理性与价值理性，公平与效率，社会与个人，人权与物权，政府与民众，自由与必然，形式与内容，理性与感性，陆地与海洋，东方与西方，和平与战争，植物与动物，有机与无机……在稀薄抽象中，两元逻辑是通则。我们的家庭也一样，一男一女是基础，有了后代，父母与子女也是两元存在。

世界无比丰富，不似两元那样单纯。但多元是双元的裂变，两端间的模糊带构成了丰富多彩的发挥天地。说到四季，根在两季，冬与夏代表冷与热，是基本状态，春秋的天气或不冷不热，或忽冷忽热，在冬夏间往复震荡。我攻读博士学位时搞的是美学，摇摆于哲学与艺术两域，如今沉思在文化里，那两个幽灵依然在脑海里“作怪”。我下过九年乡，身上有农民气，读过十年大学，身上有书生气，下笔喜欢文词，也喜欢白话，两者掺和在一起，不伦不类，或许也是特色。

烟台南山学院为了总结教学科研成果，启动了百部编著工程。没有统领思路，我感到杂乱无章，思前想后，觉得还是两元逻辑可靠。从体例上来说是两元的，一个系列是应用教材，一个系列是学术文库；从内容上来说也是两元的，有的成果属于自然科学，研究物，有的成果属于社会科学，研究人。南山学院是中国制造业百强企业创办的高校，产业与专业相互嵌入，学校既为企业培养人才，也为社会培养人才，也是两元的。我们决定丛书封面就按这一思路设计：二进位制与阴阳八卦，一个正面，一个背面；一个数学，一个哲学；一个科学；一个文化；一个近代，一个古代；一个外国，一个中国。

南山学术文库重视学理，也重视术用，这便是两元关照。如果在书中这一章讲理论，另一章讲实践，我们能接受。最欢迎的是有机状态，揭示规律的同时，也揭示运用规律的规律，将科学与技术一体化。科学原创是发现，技术原创是发明，要让两者连通起来。对于“纯学术”著作，我们也提出了引向实践的修改要求，不光是为了照顾书系的统一，也是为了表达两元的学术主张。如果结合得比较生硬，也请读者谅解。我们以为，这是积极的缺欠，至少方向是对的。清流学者与实用保持距离，以为那是俗人的功课，这种没有技术感觉的科学意识并不透彻。我们倡导术用的主体性，反对大而无当的说理，哪怕有一点用处，也比没用的大话强。如果操

作方案比较初级，将来可以优化。即便不合理，可能被推翻，也有抛砖引玉的作用，并非零价值，有了“玉”，“砖”就成了过季的学术文物，但文物不是废物。在学术史上哪怕写上我们一笔，仅仅轻轻的一笔，我们也满足了，没白活。

吴国华教授曾经提出，应用型大学的门槛问题在标准上，我很赞成，推荐他随中国民办教育协会代表团去德国考察双元制教育，回来后，吴教授主持应用标准化建设的信心更足了。德国的双元制教育有两个教育主体——学校与企业；受教育者有两个身份——学生与员工；教育者有两套人马——教员与师傅。精工制造，德国第一，这得益于双元制教育弘扬的工匠精神。我们必须改变专业主导习惯，提倡行业引领，专业追随行业，终端倒逼始端。应用专业的根在课程里，应用课程的根在教材里，应用教材的根在标准里，应用标准的根在行业里，线性的连续思路也是两元转化过程，从这一点走向另一点。我们按照这样的逻辑推动教材建设，希望阶段性成果能接地气。企业的技术变革速度快于大学，教材建设永远是过程，只能尽可能地缩短时差。

在《论语·子罕》中，孔子说：“吾有知乎哉？无知也。有鄙夫问于我，空空如也。我叩其两端而竭焉。”他认为自己并不掌握什么知识，假使没文化的人来请教，他不知道如何回答。但是孔子自认为有一个长处，那就是“叩其两端而竭”，弄清正反、本末、雅俗、礼法、知行……把两极看透，把两极间的波动看清，在互证中获得深知与致知，此为会通之学。这时，“空空如也”就会变成“盈盈如也”。那“竭”字很有张力，有通吃的意思。孔子是老师，我们也是老师，即便努力向先师学习，我们也成不了圣人，但可以成为聪明些的常人。

世界是整块的，宇宙大爆炸后解散了，但依然恪守着严格的队列。《庄子》中有个混沌之死的故事，混沌代表“道”，即宇宙原本，亦为人之初，命之始，凿开七窍后，混沌死了。庄子借此说明，大道本来浑然一体，无所分界。“负阴而抱阳”，阳体中有阴眼，阴体中有阳眼。看出差别清醒，看出联系明晰。内视开天目，心里有数。

两元逻辑的重点不在“极”，而在“易”，两极互动相关，才能释放能量。道家以为，缺则全，枉则直，洼则盈，少则得，多则惑，兵强则灭，木强则折，坚强处下，柔弱处上，事物在反向转化中发展着。《周易》乃通变之学，计算机中的二进位制，也是在高速演算中演义世界的。

哈佛大学等名校在检讨研究型大学的问题时，比较一致的看法是忽视了本科教育。本科是本，顶天不立地，脚步发飘。中国科学院原就有水平很高的研究生院，现在又成立了中国科学院大学，也要向下延伸到本科。高等教育的另一个极化问题出现在教学型高校中，许多人认为这里的主业是上课，搞不搞研究无关大局。其实科研是教学的内置要素，是两极，也是一体，两手抓，两手都要硬。科研好的教师不一定是好教师，但是科研不好的教师一定不是好教师，不爱搞学问的老师教不出会学习的学生，很难说教学质量有多高，老师自己都没有创新能力，怎么能培养出有创新能力的学生呢？两元思维是辩证的，不可一意孤行。我们的百部著述工程包含教学与科研两大系列，想表达的便是共荣理念，虽然水平有限，但信念是坚定的。

以《周易》名言收笔——“天行健，君子以自强不息。”

2016年7月17日于龙口

前　言

发电厂电气检修技术教程是电气工程类专业的校企对接教材，取材来自企业生产实际,是为培养发电厂、变电站技术岗位应用型、技能型人才，从生产实际出发而编写的实践性教材，以缩短毕业生进入企业，能尽快胜任工作。全书共 10 章：发电机电气检修规程、电动机电气检修规程、电力变压器电气检修规程、断路器和开关电气检修规程、隔离开关检修规程、互感器检修规程、封闭母线和穿墙套管检修规程、电力电缆检修规程、电气设备预防性试验规程、微机继电保护和自动装置检修规程。

检修技术规程是检修工作人员进行检查、试验、校验和检修的技术要求和技术标准，所有检修工作人员都应按照技术要求和技术标准工作。本技术要求和标准是根据国家相关规程、规范、标准和设备的特点、制造厂说明书及相关的技术文件、资料进行编写，同时参考了相关电厂同类型机组的检修经验和电力行业的发电厂电气检修典型规程编写而成。若本书技术要求和技术标准中有与国家相关规程、规范、标准冲突时应与国家相关规程、规范、标准为准。

本书第 1～9 章由王德江教授编写，第 10 章由王德江教授、孙玉梅教授和朱璐英讲师共同编写，全书由王德江教授统稿。南山集团东海热电厂总工程师王家明担任主审。

由于编者水平有限，疏漏和不足之处在所难免，希望读者提出宝贵意见。

编　者

目　　录

第 1 章　发电机电气检修规程 ………… 1
1.1　发电机技术规范 ………… 1
1.1.1　基本技术数据 ………… 1
1.1.2　励磁数据 ………… 1
1.1.3　定、转子线圈冷却水数据 ………… 2
1.1.4　空气冷却器 ………… 2
1.1.5　通风数据 ………… 2
1.1.6　发电机重量 ………… 2
1.2　发电机的检修周期及标准项目 ………… 2
1.2.1　检修周期 ………… 2
1.2.2　发电机检修标准项目 ………… 3
1.3　发电机大修的准备工作 ………… 4
1.4　发电机解体 ………… 4
1.5　发电机定子检修项目及工艺和质量标准 ………… 6
1.5.1　发电机定子检修注意事项 ………… 6
1.5.2　定子铁芯和铁芯压圈及屏蔽环的检修 ………… 6
1.5.3　槽楔的检修及定子线棒防晕处理的检查 ………… 6
1.5.4　定子端部线圈的检修 ………… 6
1.5.5　定子绝缘引水管的检查与更换 ………… 7
1.5.6　定子水接头的检查与重焊 ………… 7
1.5.7　发电机定子端部压板螺丝、环氧板支架螺丝、垫块、绑线的检修 ………… 7
1.5.8　定子线圈水路正反冲洗及发电机反冲洗装置的检查 ………… 8
1.5.9　发电机定子引出线的检查 ………… 8
1.5.10　发电机定子冷却水管流量分析 ………… 8
1.5.11　发电机定子冷却水管水压试验 ………… 8
1.5.12　定子所有测温元件的检查 ………… 9
1.6　发电机转子检修项目及工艺和质量标准 ………… 9
1.7　励磁机检修项目及工艺和质量标准 ………… 10
1.7.1　主励磁机的检修 ………… 10
1.7.2　永磁副励磁机的检修 ………… 11
1.7.3　接地检测装置的检修 ………… 12
1.8　发电机的复装 ………… 12

第 2 章 电动机电气检修规程 …… 15
2.1 电动机检修周期与检修项目 …… 15
2.1.1 检修周期 …… 15
2.1.2 检修项目 …… 15
2.1.3 检修的必要准备工作 …… 16
2.2 电动机解体的工艺要求 …… 16
2.2.1 电动机解体的一般注意事项 …… 16
2.2.2 电动机解体的工艺要求 …… 17
2.3 交流电动机定子检修项目与标准 …… 18
2.4 交流电机转子检修项目与标准 …… 19
2.5 轴承的检修工艺及标准 …… 20
2.6 电动机的干燥 …… 20
2.7 电动机的组装及试运转 …… 22
2.8 直流电动机检修工艺规程 …… 23
2.8.1 检修周期 …… 23
2.8.2 检修工艺和标准 …… 23
第 3 章 电力变压器电气检修规程 …… 25
3.1 变压器技术规范 …… 25
3.1.1 主变压器技术规范 …… 25
3.1.2 高压厂用变压器 …… 25
3.1.3 启动/备用变压器 …… 25
3.2 变压器检修周期与检修项目 …… 26
3.2.1 检修周期 …… 26
3.2.2 检修项目 …… 26
3.3 变压器大修工艺 …… 27
3.3.1 变压器吊罩（芯）前的准备工作 …… 27
3.3.2 变压器的大修工艺 …… 28
3.4 干式变压器检修工艺规程 …… 36
3.4.1 检修前准备 …… 36
3.4.2 检修内容及工艺 …… 36
第 4 章 断路器和开关电气检修规程 …… 38
4.1 LTB245E1 型 SF6 断路器检修规程 …… 38
4.1.1 LTB245E1 型 SF6 断路器技术规范 …… 38
4.1.2 检修项目及检修周期 …… 39
4.1.3 检修工艺及质量标准 …… 40
4.2 ELFSP4-1 型 SF6 断路器检修规程 …… 44
4.2.1 概述 …… 44

4.2.2　检修项目及检修周期 …… 45
4.2.3　检修工艺及质量标准 …… 46
4.3　HPL245B1 型 SF6 断路器检修规程 …… 51
4.3.1　设备技术规范 …… 51
4.3.2　断路器的检修与维护 …… 52
4.4　3AF 型真空断路器检修规程 …… 58
4.4.1　真空断路器主要规范 …… 58
4.4.2　断路器结构介绍 …… 58
4.4.3　断路器工作原理 …… 59
4.4.4　断路器的检修 …… 60
4.5　3AH 真空断路器检修规程 …… 62
4.5.1　真空断路器主要规范 …… 62
4.5.2　真空断路器结构介绍 …… 63
4.5.3　真空断路器工作原理和检修 …… 63
4.6　VD4 真空断路器检修规程 …… 63
4.6.1　VD4 开关技术规范 …… 63
4.6.2　检修周期 …… 64
4.6.3　检修项目和内容 …… 64
4.7　F—C 开关检修规程 …… 65
4.7.1　F—C 开关技术规范 …… 66
4.7.2　检修周期 …… 66
4.7.3　检修项目 …… 66
4.7.4　检修内容 …… 67
4.8　3TL6 开关检修规程 …… 68
4.8.1　3TL6 开关技术规范 …… 68
4.8.2　检修周期 …… 69
4.8.3　检修项目及内容 …… 69
4.9　ME 型低压断路器检修规程 …… 70
4.9.1　ME 型低压断路器简介 …… 70
4.9.2　ME 系列抽屉式断路器简介 …… 72
4.9.3　ME 断路器大小、修项目 …… 73
4.9.4　ME 断路器的检修项目及质量标准 …… 74
4.9.5　ME 断路器日常的故障排除 …… 75
4.9.6　ME 断路器的试验及检查 …… 77
4.10　交（直）流接触器和磁力启动器检修规程 …… 78
4.10.1　检修项目 …… 78
4.10.2　触点的检修 …… 78
4.10.3　电磁系统的检修 …… 79
4.10.4　控制回路的检修 …… 79
4.10.5　检查 …… 79

4.11 低压刀闸及熔断器检修规程……80
4.11.1 低压刀闸的检查……80
4.11.2 低压熔断器的检查……80

第 5 章 隔离开关检修规程……81

5.1 隔离开关技术规范……81
5.2 检修周期及大小修项目……81
5.2.1 检修周期……81
5.2.2 大修项目……82
5.2.3 小修项目……82
5.3 检修工艺……82
5.3.1 检修前准备工作……82
5.3.2 检修工艺……83

第 6 章 互感器检修规程……85

6.1 电压、电流互感器检修规程……85
6.1.1 检修周期……85
6.1.2 检修项目……85
6.1.3 质量标准……86
6.2 电容式电压互感器检修规程……86
6.2.1 电容式电压互感器的技术规范……86
6.2.2 检修与维护……87
6.3 LB-220W1 系列电流互感器检修规程……88
6.3.1 LB-220W1 电流互感器技术规范……89
6.3.2 检修项目……89
6.4 SAS245 系列电流互感器检修规程……90
6.4.1 SAS245 电流互感器技术规范……90
6.4.2 检修周期及要求……91
6.4.3 六氟化硫互感器充气及补气方法……91

第 7 章 封闭母线和穿墙套管检修规程……93

7.1 封闭母线检修规程……93
7.1.1 技术规范……93
7.1.2 封闭母线的检修……93
7.2 220kV 油纸电容式穿墙套管检修规程……96
7.2.1 主要技术参数……97
7.2.2 主要结构……97
7.2.3 安装准备……97
7.2.4 安装工艺要求……97
7.2.5 使用与维修……98

第 8 章　电力电缆检修规程 ······ 99

8.1　电力电缆检修项目和标准 ······ 99
8.1.1　大小修项目和标准 ······ 99
8.1.2　电缆维护 ······ 100
8.1.3　电缆敷设 ······ 100
8.2　6～10kV 交联电缆热缩型终端头制作规程 ······ 101
8.2.1　施工准备及注意事项 ······ 101
8.2.2　施工工艺要求 ······ 102
8.3　6～10kV 交联电缆热缩型中接头制作规程 ······ 102
8.3.1　施工准备及注意事项 ······ 102
8.3.2　施工工艺要求 ······ 103

第 9 章　电气设备预防性试验规程 ······ 104

9.1　电气设备预防性试验基本方法 ······ 104
9.1.1　测量设备的绝缘电阻和吸收比（或极化指数） ······ 104
9.1.2　测量设备的直流电阻 ······ 104
9.1.3　直流泄漏电流及直流耐压试验 ······ 105
9.1.4　交流耐压试验 ······ 106
9.1.5　测量介质损失角正切 ······ 107
9.1.6　发电机的空载特性试验 ······ 110
9.2　电气设备预防性试验的周期、项目、标准 ······ 111
9.2.1　同步发电机 ······ 111
9.2.2　中频发电机的试验项目 ······ 113
9.2.3　交流电动机 ······ 113
9.2.4　直流电机 ······ 115
9.2.5　电力变压器及电抗器 ······ 115
9.2.6　电流互感器 ······ 117
9.2.7　电压互感器 ······ 118
9.2.8　开关设备 ······ 121
9.2.9　真空断路器和少油断路器 ······ 122
9.2.10　隔离开关 ······ 123
9.2.11　套管 ······ 123
9.2.12　电力电缆 ······ 124
9.2.13　电容器 ······ 124
9.2.14　变压器油 ······ 125
9.2.15　电除尘高压整流变压器 ······ 125
9.2.16　电除尘高压直流电缆 ······ 126
9.2.17　避雷器 ······ 126
9.2.18　6kV 系统用于保护旋转电动机的氧化锌避雷器 ······ 127

9.2.19 母线……128
9.2.20 支柱绝缘子和悬式绝缘子……129
9.2.21 接地装置……130
9.2.22 电气设备的带电红外测温……131
9.3 试验报告的基本要求……131

第 10 章 微机继电保护和自动装置检修规程……132

10.1 SAVR-2000 型微机自动励磁调节器检修规程……132
10.1.1 试验设备及试验接线的基本要求……132
10.1.2 试验条件和要求……132
10.1.3 检验项目……132
10.1.4 检验要求……133
10.2 RE316 型微机发变组保护检修规程……138
10.2.1 检验项目……138
10.2.2 检验要求……138
10.3 CSC-300 系列发电机变压器成套保护装置检修规程……147
10.3.1 检修前准备工作……147
10.3.2 主要功能……147
10.3.3 保护功能配置……149
10.3.4 技术参数……152
10.3.5 检修内容和检修周期……158
10.3.6 保护功能试验……159
10.4 LFP-900 系列高压输电线路成套保护装置检修规程……159
10.4.1 基本要求……159
10.4.2 检验项目……160
10.4.3 检验要求……161
10.5 WDZ-3T 型变压器微机综合保护装置检修规程……167
10.5.1 基本要求……167
10.5.2 检验项目……168
10.5.3 检验要求……169
10.6 WDZ-3D 型电动机微机综合保护装置检修规程……171
10.6.1 基本要求……171
10.6.2 检验项目……172
10.6.3 检验要求……173
10.7 RCS-915C 微机母线保护装置检修规程……175
10.7.1 注意的事项……175
10.7.2 检验项目……175
10.7.3 检验要求与标准……176

参考文献……182

第 1 章　发电机电气检修规程

1.1　发电机技术规范

汽轮发电机型号为 QFS-300-2。QFS-300-2 型汽轮发电机采用的是双水内冷（水水空）方式，即定子绕组、转子绕组均为水内冷，定子铁芯为空冷的冷却方式。Q 代表汽轮机，F 代表发电机，S 代表定、转子线圈内部通水直接冷却，300 代表 300MW，2 代表 2 极。

1.1.1　基本技术数据

额定功率	300 MW
在 0.85 功率因数时的最大连续功率 （循环冷却水进口温度 23℃）	340 MW
定子额定电压	20 kV
定子额定电流	10217 A
额定转速	3000 r/min
相数	3
额定频率	50 Hz
额定功率因数	0.85（滞后）
短路比	0.58
临界转速	
一阶	820 r/min
二阶	2400 r/min
额定效率	98.85%

1.1.2　励磁数据

空载励磁电流	706 A
空载励磁电压	141 V
额定励磁电流	1819 A
额定励磁电压	418 V
强励顶值电压倍数	2
允许强励时间	10 s

1.1.3 定、转子线圈冷却水数据

定子绕组冷却水进水压力	0.2～0.3 MPa
定子绕组冷却水的额定流量	59～61m^3/h
冷却水额定进水温度	30～40 ℃
转子绕组冷却水进水压力	0.1～0.3 MPa
转子绕组冷却水的额定流量	30 m^3/h
冷却水额定进水温度	30～40 ℃

1.1.4 空气冷却器

空气冷却器容量	2400 kW
空气冷却器进水最高温度	33℃
空气冷却器总的水流量	720 m^3/h
空气冷却器组装后水压实验值	0.75 MPa（30 min）
空气冷却器现场验收、维修后实验压力均不得超过	0.5 MPa

1.1.5 通风数据

发电机冷却风量	2160m^3/min
发电机冷却空气进气温度	20～40℃

1.1.6 发电机重量

发电机转子重量	53 吨
发电机定子运输重量（包括运输盖板、端盖、运输底架及吊攀）	193 吨
交流励磁机重量（包括底架）	10.8 吨
发电机轴承（每只）重量	3.2 吨
发电机空气冷却器装置（充水后）重量	10.02 吨

1.2 发电机的检修周期及标准项目

1.2.1 检修周期

（1）大修每 4 年进行一次(新投运的发电机一年内应进行大修一次)。
（2）小修每年 1 次。
（3）根据发电机运行情况，需要改变检修周期，应提前提出申请。

1.2.2　发电机检修标准项目

1．大修标准项目

（1）发电机停机前测漏水，进行修前绝缘预防性试验（停机后解体前热态进行），定子水路反冲洗工作。

（2）发电机解体及部件吹扫、清除污垢。

（3）检查端盖、压板、钢圈、衬垫、密封垫。

（4）处理漏水点，更换胶条。

（5）全面检查紧固件螺栓止动垫片，将松动螺栓紧固，止动垫片更换。

（6）定子槽楔及弹性波纹板的检修（有无松动、虚壳及断裂情况），更换或重新紧固少量的槽楔。

（7）定子铁芯与端部压圈及屏蔽环的检修。

（8）全面检查和清扫端部线圈，绑线间隔垫及绝缘引水管和测温元件等。

（9）检查定子线棒有无磨损、过热、流胶，半导体漆脱落及电腐蚀情况，并处理。

（10）检查定子线棒，并头套、水接头、绝缘引水管及铁芯各部有无漏水、渗水痕迹，并根据情况进行修理。

（11）全面检查和清扫定子引出线装配各部件，清除端罩内的油污。

（12）定子水内冷系统水压试验（静压）。

（13）定子线棒的水流量试验。

（14）根据定子绝缘引水管是否有渗水、弯曲、磨损及水压试验情况，决定局部或全部更换定子绝缘引水管。

（15）检查转子平衡铁及平衡螺丝及其他紧固件。

（16）护环的检查及中心环的检查。

（17）发电机轴承对地绝缘的测量和检查。

（18）清刷水冷却器，进行冷却器水压试验，消除漏水缺陷。

（19）转子大轴、风扇叶片及护环金属探伤。

（20）转子风扇及风扇导向叶片的检修。

（21）转子气密试验。

（22）转子通风试验。

（23）励磁机组解体清理检查，整流组件、熔断器试验，励磁机冷却水压试验、主励磁机及永磁机定转子气隙测量调整。

（24）发电机与励磁机做绝缘预防性电气试验。

（25）发电机组装、气密试验。

（26）发电机整机试运转。

2．小修标准项目

（1）打开发电机两侧人孔盖及内部挡风板，打开引出线人孔盖。

（2）检查端盖线圈有无松动、磨损、过热、流胶现象。

（3）检查定子绝缘引水管及水接头有无渗水现象。

（4）检查定子端部引线、垫块、绑线及支架与压板螺丝有无松动。

（5）转子风扇的检查及平衡块螺钉紧固情况的检查。

（6）励磁机小室照明装置的检查。

（7）发电机大轴接地碳刷的检查。

（8）定子水路正、反冲洗。

（9）复装发电机两侧及引出线内部挡风板及人孔盖。

（10）永磁机间隙复测。

1.3 发电机大修的准备工作

（1）制定大修项目表，其内容有以下几项。

① 大修标准项目。

② 消除缺陷项目。

③ 批准的改进项目。

（2）根据大修项目及工期和人力配备，制定大修进度表，并做好下列工作。

① 大修材料计划，应加工的备品、工具计划。

② 大修前一周内备齐大修所需的材料、备品及专用工具。

③ 备齐大修所用图纸、资料、记录表格及设备台账。

④ 大修所用工具、材料，要逐件检查、整理、备齐、登记，于大修前一天运往现场。

⑤ 组织参加大修人员学习检修工艺规程，电业安全工作规程及现场安全措施、危险点分析等。

⑥ 特殊项目要制定专门措施，并有专人负责执行。

⑦ 外援人员要了解工作项目进度，并要熟悉现场，以保证工作安全和检修质量。

1.4 发电机解体

（1）励磁机外衣拆除，吊运，做好防冷却水外漏措施，测量堵板风挡间隙并做好记录。

（2）进行发电机水路的正反冲洗试验及化验水质，电气预防性试验。

（3）打开发电机上部两侧人孔盖，进入机座内，分别测量导向叶片座与风扇叶片的间隙，并做好记录。测量发电机两侧油挡间隙并记录。

（4）拆除有碍端盖下落的零部件及其他障碍物，拆除管道时应检查该管的阀门是否已关闭。

（5）打开端盖手孔盖，拆除端盖所有的固定螺丝，拆螺丝时，使用工具应谨慎，不得将工具，螺丝掉入发电机内；

（6）拆除端盖螺丝后，再取出两端盖之间的穿螺栓，拆此螺栓时，应用电加热棒加热后拆开。

（7）拆除上端盖，并吊起上半端盖，拆螺丝时用专用扳手，拆下的螺丝应妥善保管。

（8）吊走励磁机。

① 测量永磁机、主励磁机、风扇间隙并记录下来。

② 拆除所有引线，并做好标记，将永磁机定子拖出并固定好。

③ 拆除励-发联轴器连接螺丝及 4 只导电螺丝，拆除励磁机底座螺丝及 3 只定位销，拆除所有关联管道，并包好管口。

④ 用两根等长的钢丝绳($\phi\geqslant$26mm)将励磁机吊至指定位置，吊励磁机时一定要保证励磁机始终处于水平位置。

（9）拆发电机两侧端部挡板及隔板、构架，并随时做好标记。

（10）拆风扇导向叶片座，并随时做好标记。

（11）拆除密封支座及密封瓦。

（12）抽发电机转子。

① 抽转子前测量定、转子气隙。

② 将转子盘车，使大齿转到垂直地面位置，盘车时应由专人负责。

③ 从机侧对轮处吊起转子，装好汽端轴径千斤顶，落吊使转子重量移至千斤顶，取出轴承下瓦及瓦座。

④ 从励端轴径外侧轴肩处吊起转子并将转子托架安装牢固，落下吊车，使转子重量移至转子托架并校中心标高，垫平且牢稳，然后取出下瓦。

⑤ 将励端下半端盖吊住后沿止口下移至不妨碍转子抽出的部位，下端盖与本体间应用薄木板隔离，以免损伤结合面。

⑥ 将转子励端用 1#行车吊起，用 2 根 8#铁丝由机端下部气隙穿至励端，将两端带有尼龙绳的定子铁芯橡胶保护板由下部气隙拉入定子膛内正下部，且两端均匀，并固定。

⑦ 将表面涂有石蜡或润滑脂的弧形钢滑板用同样的方法拉入并放在定子铁芯橡胶保护板上面且在机端固定好。

⑧ 将汽侧弧形托架安装机侧轴径部位且垂直向上。

⑨ 将机端转子用 2#行车吊起，此时指挥 1#、2#行车同步缓慢向励侧移动，并保证定、转子气隙均匀，直至转子机侧钢丝绳靠近机座为止，同时抬高转子两端，从励侧放入两端带尼龙绳的木滑板，两侧工作人员同时配合拉动尼龙绳将木滑板调整到距机侧护环 50～100mm 处的铁滑板上。

⑩ 落下机侧 2#行车，使转子重量移至机端木滑板上，再落下励侧 1#行车并校准标高，轴中心位置垫平稳，使转子重量移至励侧转子托架上。

⑪ 将 1#行车移至抽出转子地锚位置上方，用小吊钩钩住ϕ30 钢丝绳，通过定滑轮挂至转子托架拉孔处。

⑫ 将 2#行车移至励侧上方，用大吊吊起转子轴肩处并使其水平。

⑬ 指挥 1#行车缓慢起吊拉出转子，2#行车随转子外移而移动，吊装带保持向前进方向偏移 3°～5°。当轴径托架移过瓦座后，将托架转至垂直向下，此时应严密注意机侧轴颈托架上铁滑板的过程及其与铁滑板的接触情况，必要时将转子励侧降低。待轴径托架完全进入铁滑板后，抬高转子励侧使转子重量由弧形木托板移至轴径托架，继续拉动直至转子中心移出后停止行车，先落下 2#行车，再落下 1#行车，并同时垫平转子，使其牢稳。

⑭ 在转子中心起吊处用两根 30 吨吊装带（14m）各环绕转子一圈，采用双包兰形吊结，指挥行车缓缓吊起转子并将其保持平衡，使转子膛内部分气隙均匀，然后，缓慢移动行车抽

出转子，放至指定检修位置，用布盖好。

⑮ 将励侧下端盖吊出，注意不要碰伤机壳接触。

1.5 发电机定子检修项目及工艺和质量标准

1.5.1 发电机定子检修注意事项

（1）检修工作应由专人负责，无关人员不得进入定子膛内，允许进入者应登记备查。

（2）进入定子膛内的工作人员，应掏出随身携带的零星物品，穿专门的工作服与工作鞋，带入使用的大小工具、材料应登记，每次收工时清点。

（3）进入定子膛内，应使用安全电压行灯。

（4）发电机大修停运期间，应注意使发电机各部位温度不低于 5℃，并需吹净发电机内剩水，阴雨天应有防止潮气进入发电机内部的措施，以免发电机受潮。

（5）每次检修收工后，定子部分需用帆布盖好，必要时贴封条。

1.5.2 定子铁芯和铁芯压圈及屏蔽环的检修

（1）硅钢片结合应紧固严密。

（2）铁芯上应无锈斑，应无振动磨损及发热引起的变色现象。

（3）通风通道畅通干净。

（4）检查端部铁芯压圈有无振动磨损及发热引起的变色现象。

（5）检查端部铜屏蔽环在周围单件接触处有无局部因接触不良引起的灼热点和通风间隙是否畅通。

1.5.3 槽楔的检修及定子线棒防晕处理的检查

（1）定子检修完毕，如要重新进行喷漆处理，则必须将槽楔检测小孔封盖，漆膜干燥后立即清除封盖。

（2）定子线圈防晕结构在线圈的直线部分涂以低电阻半导体漆，端部露出铁芯部分涂以高电阻半导体漆，槽内固定径向用绝缘波纹板，层间用绝缘玻璃布板塞紧。

（3）如果槽楔全部或大部分敲出，或抽转子撞坏铁芯，经修复后对铁芯质量仍有怀疑，要做铁耗试验以判断是否有局部过热现象。

1.5.4 定子端部线圈的检修

（1）用 0.2～0.3MPa 的无油、无水的压缩空气吹净线圈表面灰尘，如有油灰污垢，可用干净绸布浸汽油（或甲苯、四氯化碳）擦除，端部线圈表面应干净无污。

（2）检查端部线圈应无膨胀变形，过热变色及流胶、脱漆等现象。

（3）检查线圈间连线，出线是否绑扎牢固，是否有因垫块松动引起线棒绝缘磨损，出现黄色粉末或绝缘破坏等现象。

（4）进行端部线圈模态测振试验，检查其模态振型及固有频率是否在合格范围（不在 94～115Hz 内，振型不是椭圆）之内。

1.5.5　定子绝缘引水管的检查与更换

（1）定子绝缘引水管为聚四氟乙烯塑料管，当受到损伤、变形、破裂，弯瘪、接头松动漏水、渗水，以及水压试验不合格的水管检修时必须更换。

（2）绝缘引水管交叉时，不得相互碰触，为防磨损，必须用绝缘带绑扎牢固。

（3）更换定子绝缘引水管应先除去其两端的绝缘，用一把扳手扳住线圈的接头，另一把扳手松开绝缘引水管的螺帽，拆卸螺丝时，应注意防止扭裂线圈引水管，还要注意检查接头内部的紫铜垫圈应无损伤，如果垫圈完好，也必须退火处理后才能使用，在安装新的绝缘引水管时，也必须用两把扳手拧紧螺帽。

（4）更换绝缘引水管后，需进行耐水压试验，耐水压试验合格后，在绝缘引水管与线圈连接处半迭包 0.17mm 黑玻璃漆布带 16 层，新包绝缘需与原有绝缘重叠，外面半迭包一层玻璃丝带，绝缘引水管与总进出水管连接处，半迭包一层玻璃丝带，绝缘包扎完，其表面涂以环氧绝缘漆。

1.5.6　定子水接头的检查与重焊

检修时应仔细逐个检查水接头有无渗水、漏水的现象，可在定子水压试验时，用干净又干燥的白布擦拭水接头表面，看布是否有渗水浸湿的痕迹，如有多半是焊接质量问题，目前接缝焊接结构有以下几种。

（1）紫铜头与不锈钢头焊接处，用 BAg45CuZn（料 303）银焊条和焊粉气焊。焊接前必须对接头进行清理。焊粉用量要严加控制，不得留在焊缝内，防止受到水的冲洗后在焊缝内形成砂眼。

（2）紫铜接头与紫铜板烟斗状接头焊接处，用 BAg45CuZn（料 303）银焊条和焊粉气焊。在焊接时紫铜接头和紫铜板烟斗状接头焊缝处要用湿的石棉绳包扎，以免通水孔阻塞和烧枯紫铜。焊粉用量要严加控制，理由同上，焊缝表面要求光滑整齐，如有毛刺应去除。

（3）定子线圈空心铜线与紫铜板烟斗状接头焊接处，用 Bcu80PAg（料 204）银磷铜焊条进行气焊，焊接的温度在 650℃左右，该焊条流动性好，且不用焊粉，适宜定子铜线股间封焊，由于定子空心铜线壁较薄，因此气枪火焰不能太接近铜线，在焊接前，必须用湿的石棉绳包扎靠近定子线圈绝缘处，以免烧坏绝缘。

1.5.7　发电机定子端部压板螺丝、环氧板支架螺丝、垫块、绑线的检修

（1）发电机定子端部线圈为篮式结构，采用端箍、支架、压板固定，在检修中须检查压板螺杆是否松动，若松动则需重新旋紧，用锁垫锁住。这些螺杆、螺母、垫圈等紧固件均为非磁性材料，若需调换时应使用与原有性能相近的非磁性材料。

（2）发电机定子端部垫块、绑线应无松动，连接线应无磨损现象，如有应涂以环氧绝缘漆。按定子线圈装配检查端部支撑块间的间隙是否合乎要求及间隙内有无杂物堵塞，以保持端部支架轴向能自由伸缩。

1.5.8　定子线圈水路正反冲洗及发电机反冲洗装置的检查

（1）将总进、出水管阀门关闭，排除线圈内积水，通入 0.3～0.5MPa 压缩空气将剩水吹净，再将 12.6m 处入水滤网拆下清理后反装，然后开启反冲洗装置反冲洗。

（2）反冲洗 30min 后，将反冲洗装置停下，将滤网拆下清理并正装，进行正冲洗 30min。

（3）重复上述步骤 3～4 次，直至出水口无黄色杂质，无异物时结束。

（4）当运行中发现个别线圈阻塞时，应对线圈进行单独冲洗，拆除线圈两端的绝缘引水管与总进出水管连接的接头，用压缩空气和水反复冲洗，必要时可用高压氢气、氧气冲洗，甚至用酸洗去污物，冲洗后进行流量试验，确保水路畅通，冲洗时可适当提高压力，但不超过 1.5MPa。

1.5.9　发电机定子引出线的检查

（1）引出线的绝缘应良好。

（2）引出线应无发热、变色现象。

（3）引出线处的接头接合面应平整光滑，为防止氧化，接合面应涂上中性凡士林，接线螺丝必须旋紧，垫子、弹簧垫应完整无缺。

1.5.10　发电机定子冷却水管流量分析

（1）可将每只冷水管拆头，并用秒表测量时间及记录流出的水量，计算出流量进行比较，但这种方法费时费力，容易引起冷却水管泄漏。因此，应尽量使用超声波流量仪进行分析。

（2）此项工作须在闭式水停运前进行，试验前记录冷却水压力和总流量。

（3）调整好水压、温度，使水中不含气泡等干扰因素。

（4）将机侧聚四氟乙烯引水管直线部分擦干净，然后将探头放到管壁上逐根进行测量并记录读数，各线棒间的流量偏差不大于 10%，可认为合格。

1.5.11　发电机定子冷却水管水压试验

（1）待发电机冷却水停用后，在 12.6m 处拆开冷却水的总进、出水管，分别将手动打磅机和专用堵板接到总进、出水的法兰处。

（2）分别检查各排污门，事故放水门、取样门是否已关闭，确认后开始加压。

（3）待压力达到 0.5MPa 时关闭阀门开始保压，检查各排污门，事故放水阀、取样门、法兰、引出线、线圈端部有无渗水现象，若有做好标记，立即泄压处理。处理好后再重新加压。

（4）检查各部无渗水异常后，保压 8 小时，压力表指示不低于 0.48MPa，检查各部位无渗

水现象为合格。

1.5.12　定子所有测温元件的检查

检查定子所有测温元件是否良好，对坏测件进行更换，更换后应再复测一次。

1.6　发电机转子检修项目及工艺和质量标准

（1）用 0.2～0.3MPa 压缩空气清扫各部位灰尘及油污，压缩空气应无水及油污。

（2）检查转子轴径应无裂痕、裂缝、点蚀、过热变色和其他过热变色现象，进行金相试验。

（3）转子铁芯表面应无锈蚀油垢，无过热、变形、锈斑等。转子铁芯通风孔应畅通，无杂物和灰尘。

（4）转子槽楔应无松动脱落现象，用洋冲冲点锁住不松。两端槽口应无裂纹、毛刺，应有 R 倒角，槽楔与大齿接触面上应无灼伤和过热痕迹。

（5）用超声波对护环进行探伤，应完好无裂纹。护环应无过热、变形、锈斑等，中心环应完好，平衡块及螺丝应无松动、脱落。平衡块用洋冲冲点锁住不松，护环内侧和转子本体之间有均匀的轴向空隙 ，在护环和转子本体配合及护环和端板配合处无过热变色。

（6）风扇叶片和轮无过热变色，应完好无裂纹，轮和护环之间非金属密封处无研磨粉末，进行金相试验。

（7）转子通风试验。发电机转子采用带副槽的轴向一径向通风系统。在这种通风系统中，转子线槽下有一个副槽，冷气从转子两端进入副槽，然后依次从转子铜线上等距离分布的双排径向孔和槽楔通风孔排入气隙。端部绕组进风孔位于铜线侧面，冷气经过铜线，轴向通风道分两路分别在磁极中心线位置和槽内排出，由于端部线圈进出风孔都在转子内部，因此端部风路在转子套好护环后是无法检查的。发电机槽部线圈进风孔在电机内部，出风孔在转子表面。在大修期间，对副槽和槽楔表面通风孔可作目视检查，以观察是否有异物堵塞风道。如果考虑因铜膨胀引起的槽内径向风道变化，用如下方法检查。

备低压离心式风机一台，在转子一端风扇处放置帆布蜗壳，将气体从风机引入蜗壳，转子另一端风扇处和大齿上的通风孔也堵塞，转子槽楔全部通风孔同时堵塞，用热电风速计依次测量，结束后将风扇装在另一端作相同测量步骤，记录槽楔通风孔的风速，按标准判断其风路畅通程度。

（8）转子拆、装护环的方法。当转子线圈发生电气故障，需拆除大护环进行处理。发电机转子大护环为悬挂式结构。大护环一端与转子本体配合，并用齿互相扣住，防止大护环轴向移动。另一端和中心环配合，中心环是悬空的，其拆装工艺要求如下。

① 拆除风扇支架后，敲出转子大齿中固定大护环的。

② 做好护环定位标记，上好卡子，用 4 只大号气枪加热大护环及止口在整个圆周上均匀加热到 220～250℃（不超过 250℃），火力要足，速度要快，用小铁锤敲击止口处有哑声时，即可用吊车吊起卡子的一端（此时卡子应上牢固），或用钢丝绳在护环上缠一圈，一头用圆铁固定在护环的小孔上，另一端用吊车吊起，将护环准确转动一个齿距，然后用专用扒子扒下

大护环，使其脱离止口，用吊车吊住夹具吊起即可。

③ 取下大护环后要用放大镜全面检查表面质量，如发现裂纹必须立即处理，一般要用超声波对材质进行检查。如果处理电气故障应经电气试验合格。检查各部垫片是否松动，并用 0.2～0.3MPa 的压缩空气吹净积灰，护环必须放置在干燥的场所，护环内层绝缘筒如有必要应予以更换，对此材料应提前做好准备，热套新护环绝缘之后，才能热套于线圈端部，热套工艺有严格的要求，需由制造厂提供技术指导，护环绝缘应放置于干燥的场地，如果受潮，必须进行真空加热干燥，去掉内含的潮气，才能把护环加热套上去。

④ 重包护环的绝缘，将原拆卸的绝缘板表面一张更换新的（其余有损坏的也应更换），使新绝缘的厚度与原来的相同，先用白布带缠绕固定，然后用夹具夹紧，一般绝缘外径与护环内径相同或比护环内径大 1mm，在磁极中心垫块上打上定位绝缘销。

⑤ 所有垫套面用砂布清理锈斑和漆膜，使其有良好的配合面，并准备好扒子，装护环前测量转子绕组的绝缘电阻。

⑥ 护环和中心环用大号焊枪均匀加热至 250℃，装上夹具管子，加热时要注意，护环和中心环止口不脱落，对准标记将护环吊起套入转轴。套装时不能撞击中心环，只能垫以铜棒，撞击护环，当护环搭上止口时，就可用扒子拉住护环，使护环慢慢拉入，然后用钢丝绳缠住护环或吊卡子的一端（与拆时方向相反），准确转动一个齿距，使护环定位销能打进大护环，并检查护环与本体四周的轴向间隙，使其保持一致。

⑦ 打进定位销。装进大护环后，应对绕组绝缘电阻和直流电阻进行重新测量，防止因护环在压紧过程中对地及匝绝缘发生变化。

注：拆装护环之前应与制造厂联系，以便取得技术指导，至于拆装工具和所需更换的绝缘零件应提前加以落实。

加热护环时，必须严格控制，不能过热，即使局部过热，也不允许，以免损伤护环材质。

1.7　励磁机检修项目及工艺和质量标准

1.7.1　主励磁机的检修

1．主励磁机定子检查

（1）拆主励定子水平连接螺丝，拆定子水平两边连接引线，吊走主励磁机定子上半部分。

（2）检查定子铁芯，应无松动、变色、移位，螺丝应紧固。

（3）检查主极线圈，主极线圈接头应无过热、松动，绝缘完好、无变色。

（4）检查所有机械和电气部件，以查明螺栓和连接件是否松动。

除联轴器螺栓外，锁定所有励磁机转子紧固件，锁定的方法包括制动垫圈，制动螺纹衬圈，胶粘剂及螺栓上的尼龙圈等，如果需要旋松或移动紧固件，必须注意要确保紧固件在励磁机恢复运行前已经可靠地锁定，工厂锁定的方法可以通过对紧固件或螺孔的检查而加以掌握，但是如果对所使用的方法尚有怀疑可与制造厂有关人员联系。

所有静止部件上的紧固件均须锁定，锁定的方法包括“翻边”制动垫圈、双孔制动片及胶粘剂。

（5）定子与转子的平均气隙是 6.35mm，测量定、转子气隙，与平均气隙相差±5%，气隙至少在两条不同直径上读四点。

（6）检查绝缘和绑带是否有损坏。检验所有绕组的绝缘电阻。如果绝缘电阻偏低，则要尽力清除绝缘上的灰尘和油泥。由于没有电刷且机组由外罩完全罩住，除了换气装置的过滤器有可能引入灰尘外，只有极少量灰尘进入机组，必要时拟用空气软管和绸布清理污垢。清理时，为避免损坏绝缘，应按下列工序进行。

① 对于地处沿海的发电厂，空气湿度大，进入零部件表面或线圈内部的灰尘已黏附在上面，因此必须先用烤灯烘烤，让灰尘里的水分蒸发掉，此时须注意烤灯离线圈不能太近，以免使绝缘材料过热。

② 待灰尘里的水分充分蒸发后，用 0.2～0.3MPa 干燥压缩空气清理，再用 SS-25 绝缘清洗剂进一步清理，最后用压缩空气将残留线圈内部的 SS-25 绝缘清洗剂吹净即可，处理后，绝缘电阻应不低于 2MΩ。

③ 不宜采用蒸汽清理，因为会使灰尘进入到无法清理的部位。

④ 清理时，尤其是在附近使用空气软管时，应采取防护措施以防止外界磁性物质进入整流盘和永磁发电机。

2．主励磁机转子检修

（1）检查电枢线圈，应无过热、变色，绝缘完好，槽楔和端部绑线无松动等。

（2）检查铁芯，应无过热、变色、凹起、损坏等。

（3）检查风扇，风扇无变形、裂纹，固定部位紧固不松动，并用洋冲锁住。

（4）检查轴瓦油封间隙是否正常，利用接线端子测量轴承座绝缘的对地绝缘电阻，其最小许可值为 1MPa。

1.7.2　永磁副励磁机的检修

（1）拆除永磁发电机所有外部接线，不要拆移永磁发电机底板和压块，拆去定子的销钉和螺栓，将定子沿压块抽出到永磁发电机转子和接轴之外，将定子小心地置于一旁。

（2）检查永磁机转子固定螺栓与风扇表面有无相对移动。

（3）检查转子磁钢有无松动、断裂、磁力减弱等，永磁钢外环有无裂纹、损坏等。磁钢护环与轴有无相对移动。

（4）检查风扇和转子磁钢护环有无相对移动，用塞尺检查风扇和转子磁钢护环平面间有无间隙，四周是否平均，必要时加以调整。平常情况下无须拆除永磁发电机转子，然而对固定螺栓的旋紧程度应按表 1-1 进行核验。如发现异常情况可与制造厂联系。

表 1-1　永磁发电机转子固定螺栓旋紧力矩

螺 栓 直 径	力矩（N·m）	
	内六角螺钉	六 角 螺 栓
1″（M24）	1078（1020）	676（637）
1.25″（M30）	2156（2040）	1352（1280）
1.38″（M36）	2970（3050）	
1.5″（M40）	3240（3390）	

（5）在压块紧度确保的情况下，随后装配的程序如下。

① 检查接轴与轴中心线和接轴与永磁机校调线之间的瓢偏度，最大可接受的瓢偏度为0.09mm。

② 用软质布料擦清转子磁钢以去除可能吸附的任何铁屑等。

③ 将定子沿轴向推入转子到规定的轴向位置，在定子与其底板间放好销钉并用3.85千克力·米力矩旋紧固定螺栓。

④ 用长塞尺来检验永磁机的同心度以确认量块与接轴之间的间隙介于规定的极限范围内，各点间隙与平均值之差不大于0.32mm。

⑤ 需要时可拆去永磁机底板与励磁机底架之间的销钉，凿去制动垫圈的搭焊和调整调节螺栓以调整同心度，确认间隙符合规定后，点焊制动垫圈，需要时重配永磁机底板的销钉。

1.7.3 接地检测装置的检修

为了测量励磁机电枢、整流器、主发电机转子及所有相互连接导线的绝缘电阻，提供了一套接地检测系统，设计这个系统的目的是当励磁机和发电机在运行发电时能够测量绝缘电阻。安装到励磁机上的接地检测系统由刷架装置组成，这个装置有四个检测电刷和一个220V交流电磁线圈，此线圈用以移动电刷使之和集电环、接轴环接触。一旦有接地指示就要按下列步骤确定励磁电路的故障部位。

（1）将励磁机转子电路与发电机转子电路脱离，以找出是发电机还是励磁机发生故障。

（2）如果是励磁机发生故障，则要脱开交流电枢和整流电路间的所有引线，并使电枢或整流电路对地绝缘。

（3）如果是整流电路接地，则拆除熔断器、散热器和整流桥连接线直到查出元件。

（4）如果交流电枢接地，则通知制造厂有关人员以取得厂家的协助。

1.8 发电机的复装

发电机各部件检修完毕，验收合格后，可进行发电机的复装工作，复装工艺过程中的要求及注意事项，除前面讲到的以外，还要做到下列几项工作。

（1）装发电机转子前，要由工作负责人员对定子膛内进行严格的检查，清除碎屑等杂物，确认内部干净，无遗留的焊渣，螺帽、锯条、工具等金属物品及杂物，并由班长、技术员复查后，再申请并履行厂级验收合格，方可进行装转子工作，并使转子大齿与地面垂直。

（2）装发电机转子的准备工作。

① 工具清点：吊攀、铁芯保护板、弧型滑板、托板、转子托架、轴径托架，并准备好两个5吨倒链、石蜡或润滑油、毛毡等。

② 专用吊攀及倒链将励端端盖放低，位置以不妨碍穿转子工作为宜，在端盖与定子端面之间垫以薄木板，保护垂直面，木板应有防落措施。

③ 插入定子铁芯保护橡胶板。

④ 在弧形铁滑板表面涂石蜡或润滑油，将其放在定子铁芯保护板上，并用布将定子线圈

端部和定子铁芯保护板的露出部分遮盖好，以防石蜡滑出。

⑤ 在弧形铁滑板角上的孔中穿以细钢丝绳并牢固固定于励侧下端盖处，防止其随转子一起滑动。

⑥ 将励端转子托架，汽端轴径托架，固定在转子上。

⑦ 转子励端托架下部用垫块垫好。

（3）发电机转子试吊。

① 将转子起吊处用两根专用吊装带（30 吨、14m）环绕转子一圈，采用双包兰形吊结。

② 用 1#行车吊起转子并将其平横,必要时在轴径处用框式水平仪校正转子水平。

（4）穿转子。

① 用 1#行车将转子吊起，缓缓从励端穿入定子，定子膛内应有专人扶住对轮防止转子晃动，严禁发生任何定子、转子碰撞。

② 当吊装带靠近励端机壳，落下转子，转子重量由轴径托架（汽端）和励端转子托架及垫块支撑，并用垫块来调节转子水平。

③ 用 1#行车及专用吊装带吊起转子励侧轴肩处，拆除转子托架下的垫块。

④ 在汽机中压缸轴承箱处固定一只 20 吨定滑轮，用 2#行车小钩及钢丝绳、定滑轮配合，将转子缓缓拉入定子膛内，在进入合适位置后，少许吊起转子励端，放入木滑板并拉动尼龙绳将其拉至靠近汽侧护环约 50～100mm 处，落下励端，使转子重量由木滑板和 1#行车支撑。

⑤ 继续拉入转子，使转子到达指定位置。

⑥ 用两台行车分别吊起转子，尽量抬高，拆除汽端轴颈托架和励端转子托架，抽出木滑板。

⑦ 把转子轴径千斤顶装在汽端下端盖上，调节转子轴径千斤顶螺钉，使转子重量支撑在上面，调整转子至高度合适。

⑧ 将转子励端落在专用托架上，并调整好高度。

⑨ 依次将膛内专用工具取出，再次检查有无遗落物在膛内。

⑩ 将励端下半端盖吊起就位，并紧固螺丝。

⑪ 在装端盖前，要对定子端部进行仔细检查，防止金属物品及其他杂物遗留于内，各处专用密封垫应完整并垫好。

（5）转子吊装时的注意事项。

① 转子在吊装过程中，磁极中心线处于垂直位置。

② 吊绳决不可挂在大、小护环处或滑环处小轴上，也不准用作转子重量支撑。

③ 吊绳和转子接触处应加保护垫，防止损伤转子表面，整个转子表面应妥善保护以防擦、碰伤。

④ 在装弧形滑板及转子穿装过程中，注意防止损伤铁芯及碰到线圈和绝缘水管。

⑤ 定子铁芯两端阶梯形处（约长 200mm）不允许承受转子重力。

⑥ 转子穿装时，其转子轴线、定子轴线、轴向牵引方向必须始终成一直线，穿装过程中随时注意防止转子滚动。

（6）装励磁机前，应认真检查励磁机内是否有遗留物。

（7）认真检查发电机、励磁机引出线，螺丝是否压紧。

（8）将发电机转子找正完毕后，要测量发电机定、转子间隙 S，所测数值应符合标准。

$$\frac{S_{最大}-S_{最小}}{S_{平均}}\times 100\% < 10\%$$

（9）装导向叶片座时，要测量风扇叶片与导向叶片座径向间隙，左下及右下间隙为 1.6～1.8mm，左上及右上间隙为 2.2～2.4mm，风扇与导向叶片座轴向间隙应与修前相同，装两侧油挡后，测量轴封间隙应略大于 0.5mm，不得有摩擦现象。

第 2 章　电动机电气检修规程

2.1　电动机检修周期与检修项目

2.1.1　检修周期

1．大修

原则上规定每两年大修一次，一般随机组的大修而进行，对启动频繁、环境较恶劣、易出故障的电机要适当缩短大修周期，一般可每年进行一次，如磨煤机、排粉机、碎煤机、皮带机、冲洗泵等电动机。

对于运行情况良好，环境干燥洁净，使用时间短的电动机，可酌情延长大修周期，但应适当加强小修维护，以免失修。

2．小修

一般电机每年小修两次，也随机组的小修进行，公用系统及化学、灰水等系统的电机要适当安排。

2.1.2　检修项目

1．大修项目

（1）电动机解体，清除灰尘、污垢。
（2）电动机定子检修。
（3）电动机转子检修。
（4）电动机轴承的检修。
（5）冷却器检修。
（6）绕线式电动机滑环的检修。
（7）电动机的电气试验。
（8）电动机的组装、试运转及验收。

2．小修项目

（1）电动机表面灰尘及通风系统清理。
（2）轴承检查，必要时应增添轴承用润滑脂。

（3）检查引线、接头。
（4）绕线式电动机检查滑环、电刷及短路装置。
（5）电动机的电气实验。

2.1.3 检修的必要准备工作

（1）必须将所修电动机的设备缺陷、运行情况了解清楚，以确定大修项目。
（2）根据大修项目，制定所需材料与备品计划。
（3）根据大修项目，制定大修进度、工时计划、人员安排。
（4）检修前应将所用的图纸资料备齐，现场记录本和记录表格备好。
（5）准备好检修所用工具及专用工具。对起吊工具要认真检查，必要时应做拉力试验或金属探伤。
（6）检修前组织工作组学习检修工艺规程，技术要求及安全措施。

2.2 电动机解体的工艺要求

2.2.1 电动机解体的一般注意事项

（1）抽转子的工具，如假轴、拐臂、横梁等要牢固，倒链、钢丝绳、卡环应符合拉力标准并完好。
（2）检修场地要有充足的照明，定子膛内检查应使用安全电压行灯。
（3）检修所用的电气工具，如手电钻、手提砂轮、电动吹尘器等，使用时外壳一定要接好接地线，并要可靠。
（4）在解体过程中，严禁发生定、转子之间的碰撞、摩擦；端盖、钢丝绳、工具等任何东西都切勿碰触定子线圈端部，滑环、风扇等部位也要保护好。
（5）转子端部线圈、鼠笼条端环、滑环引线绝缘套及风扇，均不得作为着力点及支撑点。
（6）用钢丝绳吊起转子、大盖等重物时，要绑扎或挂牢，防止起吊后滑动或滑脱，避免发生设备及人身事故。
（7）阴雨天或周围环境湿度大，应注意防止电机绝缘受潮，工作间断时，定、转子要用帆布盖好，室外长期存放，除用帆布盖好外，轴头及无漆部位要涂油防锈。
（8）电动机解体时，所拆下的螺丝、垫圈及其他零部件要做好标记，妥善保管，以备装复使用，装转子前应仔细检查定子膛内，防止金属小用具、垫圈、锯条等物品遗留在内。
（9）如遇有高空作业，要扎安全带，并遵守高空作业规程。
（10）起吊所用单轨吊、倒链应由工作负责人员指定专人操作，操作时应精力集中，听从指挥。
（11）如遇有其他工作小组或其他班组在工作现场有交叉作业时，应互相照顾，注意安全。

2.2.2　电动机解体的工艺要求

1．5400kW 电动给水泵电动机解体工艺

（1）做好接线标记后，拆除定子引线及中性点电缆，并将引线电缆用裸铜线三相短路接地；

（2）测量两侧端盖轴封间隙，并做好记录，拆除冷却器外部管路；

（3）做好大小端盖定位标记，拆下两侧端盖，测量定、转子间隙，并做好记录，拆开靠背轮，拆除两侧轴瓦，通知热工专业人员解除其接线；

（4）拆开底脚螺丝，取出定位销，联系起重班人员将电动机运至检修位置，以备解体；

（5）根据实际情况，在吊车小钩上挂一个 5 吨的备用倒链，用吊车大小钩分别吊住假轴端和转子另一端，调整好定、转子间隙，在两侧人员监护下，指挥行车使假轴端向定子膛内移动，直到吊假轴端钢丝绳靠近端部线圈，此时转子重心已移出定子膛，可用小吊钩上 5 吨的倒链吊住转子重心端，松掉假轴端钢丝绳，将转子吊至预先准备好的检修位置。

2．1600kW 循环水泵电动机的解体工艺

（1）做好接线标记，解开引线电缆，并将其三相短路接地，拆除冷却水管和冷油管，拆开测温电缆。

（2）拆开靠背轮。

（3）拆开机座螺丝，调整好钢丝绳，将其吊到检修位置。

（4）测量电机定、转子气隙并做好记录。拆下轴承上机架，装好吊转子专用工具，装前应用砂布将其内孔打磨光滑，必要时加润滑油，使其安装顺利，注意轴键不要掉落。

（5）在上下人员监视下，调整好间隙，指挥吊车吊出转子，放到检修位置。

3．凝结水泵电动机的解体工艺

（1）做好接线标记，拆除引线电缆及外壳接地线，并将其三相短路接地，拆除冷却水管，拆开测温电缆。

（2）解开靠背轮。

（3）拆下底脚螺丝，移开电动机上部 6m、12m 铁盖网，并装设安全遮拦，联系吊车，调整好钢丝绳，将电动机吊到检修场地。

（4）将电动机横卧放平，扒下联轴器。

（5）将电动机重新立直，拆上部油盖，拆冷油器及上机架和瓦块，拆下轴承端盖。

（6）用吊转子专用工具将转子吊至检修位置。

4．普通高压电动机的解体工艺

拆除电动机接线与底脚螺丝及外壳接地线，做好标记，将三相电缆短路接地，解开靠背轮，拆除温度测点连线。

（1）在吊车行程允许的情况下，为检修方便可将电动机吊离基础，放在水平地面上，用方木垫好，准备检修。如果吊车行程有限，可将电机原地吊起，调整角度，用方木垫平待修。

（2）扒下电机靠背轮。难扒时应用气焊加热，扒时应用钢丝绳将千斤顶、扒子及靠背轮连

在一起吊起，以防靠背轮扒下时砸伤脚。测量定、转子气隙并做好记录。

（3）拆除两侧端盖。拆下大端盖螺丝，在上顶螺丝时，要注意两边同时上，使其间隙一致，然后调整好吊钩与端盖的中心位置，扶好端盖用撬棍将端盖撬出，当脱离轴承套时，要注意切勿碰伤端部线圈。

（4）吊装拐臂于靠背轮轴面，拐臂套尽可能的装到轴的根部，如果轴面与拐臂套间隙超过10mm 时，应用木条填充其间隙，使其紧固，防止转子滑脱，目测调整吊环于转子重心处。

（5）调整重心后在抽出转子的过程中，在定子两端应各有一人看间隙，将吊钩起升后，转子重心变化情况随时告知工作负责人员，因定、转子间隙一般较小，工作负责人员应指挥吊车操作者，使钢丝绳逐渐受力，试调移动吊钩位置，这时定、转子间隙应均匀，两端人员扶好轴头，指挥行车慢慢向外移动，抽出转子放到检修位置，用木垫垫好。

5．一般低压电动机的解体工艺

（1）做好标记，拆除电动机接线及外壳接地线，通知机械班组人员解开靠背轮。

（2）拆除地脚螺丝，吊离基础，就地检修或运送其他场地检修。

（3）扒下靠背轮，拆除风扇罩，风扇卡子，小型电机要松开风扇顶螺丝或紧固螺丝，两三根撬棍在风扇内套两侧同时向外撬动，即可取下风扇，注意不可用力过猛，以免损坏风扇。

（4）拆除两端油挡盖，如果是绕线式电动机，还要取下刷架，然后做端盖定位标记，拆除端盖，撬端盖时，要用两根撬棍对称从两侧撬动，尽量使端盖脱出的间隙一致，这样既容易脱出，又防止因端盖撬偏而使轴承盒受力不均而松动，取下端盖时，防止碰伤定子线圈。

（5）将转子非负荷侧挂好钢丝绳，用行车吊住或由两人抬起，靠背轮轴面穿过假轴，视转子长度挂好钢丝绳，调试转子处于定子膛内中心，移动行车或其他起吊工具，使转子向非负荷侧移动，即可抽出转子，放平垫牢后抽出假轴。

2.3 交流电动机定子检修项目与标准

（1）定子各部位吹扫灰尘，清除油垢，若线圈端部与铁芯油垢太多，可用干净的破布浸四氯化碳、甲苯、纯净的汽油拧干后擦拭。

（2）检查端部垫块、绑线、固定端部线圈的端环有无松动，或因松动使绝缘产生严重磨损，如有以上现象，应进行加强绝缘与加固处理。

（3）检查端部线圈表面应清洁，绝缘完好，无过热、膨胀流胶、绝缘老化和脱胶等现象，电机引出线和过桥线绝缘应完好，绝缘无破裂、老化及机械损伤的痕迹。

如果高压电动机线圈端部有短路或断路现象，应尽可能地将其主绝缘剥掉，处理短路故障或焊接好断路点，一般不要采用截掉线圈，应保持三相电流平衡，延长其使用寿命，处理上层线圈槽口故障时，可将该线圈两端部绑线，垫块全部割掉，打出该槽楔，起出线圈进行处理，然后再嵌入，要重新垫好匝间绝缘，再按规定充饱主绝缘，并涂环氧绝缘漆。

（4）检查槽楔，应无松动、过热、磨损、变色、凸起等现象，垫条槽楔应无移出，若有应重打槽楔处理。

（5）检查定子铁芯，铁芯表面应清洁无生锈现象，通风沟应畅通，端部线圈应无开焊现

象，铁芯无松散、过热、磨损的痕迹，如铁芯损坏严重应进行处理，并做铁损试验，合格才能使用。

（6）检查定子接线盒，接线盒绝缘板（绝缘瓷瓶）或支架应完好无损，接线柱螺丝、平垫、弹簧垫应齐全完好，电缆及电动机引线“鼻子”的焊接（或压线板）应良好，引线与线鼻子焊接点外侧如有断股现象，且超过截面积的 20%，应进行补焊或重焊。

（7）定子线圈试验。

① 测量绝缘电阻。6kV 高压电动机应在 6MΩ 以上（用 2500V 摇表），380V 电动机应在 0.5MΩ 以上（用 1000V 摇表）。

② 耐压试验。高压电动机 $1.5U_e$ 交流耐压通过，$2.5U_e$ 直流耐压通过；低压电动机用 2500V 摇表，1 分钟通过。

③ 测量直流电阻。与过去比无多大变化，中性点未引出的，三相误差不超过最小值的 2%，中性点引出并拆开的，不超过 1%。

2.4　交流电机转子检修项目与标准

（1）清扫灰尘、清除油垢，通风沟应畅通无堵塞现象。

（2）检查转子铁芯。检查转子铁芯应无过热变色、磨损、烧伤、锈蚀等现象，转子铁芯应压接紧，压铁应无开焊等现象。

（3）检查风扇及平衡块等。风扇叶片应无弯曲、歪斜、裂纹、掉叶片等现象，纠正风扇叶片时应注意防止断裂，风扇应固定牢固，热装风扇的止动定位锁（或螺丝）应坚固，风扇螺丝应拧紧不松动，平衡块螺丝应紧固，无移位现象，锁口应可靠。

（4）转子鼠笼条的检查。要仔细检查转子导条是否断裂，短路环是否有裂纹及断条现象，若发现短路环有裂纹，应及时进行补焊（铝焊或铜焊），用小锤逐根轻轻敲击鼠笼条接近短路环部位，听其声音或敲击后的震颤感觉，逐根判断有无裂纹或断裂，并用粉笔做好标记，用铝焊或铜铝进行补焊，或重新更换鼠笼条。补焊完后，用锉锉平，以保证定子、转子间隙。

（5）绕线式转子的检查。转子线圈表面应洁净，无灰尘油垢，线圈绝缘层应无脱落、老化、过热、碰伤、磨损，端部线圈应无机械损伤及短路或断股现象，如有应进行焊接及绝缘处理，引线绝缘应完好，线“鼻子”焊接应可靠，引线应固定完好，防止运行中甩出。绑线应固定完好，无碰伤损坏现象，电气试验应合格。

（6）绕线式转子滑环、电阻器的检查。

① 滑环偏心度超过 0.05mm，表面高低不平度超过 0.5mm，或者表面烧毛、麻坑，运行中有较严重的火花时，应进行车光，如滑环表面较粗糙，不进行车光时应用砂布进行圆周打磨，使其光滑，无凹凸不平现象。

② 滑环引线与绕组引线的连接应牢固，并要加固，防止运行中由于离心力作用将其甩断。

③ 滑环及刷架绝缘应良好，滑环与电刷的接触应吻合，电刷在刷握内要有 0.1～0.2mm 的间隙，上下活动应灵活。

④ 滑环的提刷、短路机构应灵活，短路插头应在电刷脱离环前接触良好。

⑤ 变阻器的绝缘电阻用 1000V 摇表，其绝缘电阻不应小于 0.5MΩ，直流电阻应三相平衡，其数值应符合设计要求。

2.5 轴承的检修工艺及标准

（1）两端轴承应用汽油或煤油清洗干净，注意毛刷毛不能遗留于轴承内，为防止棉纱头遗留在轴承内，所以禁止使用棉纱、破布清洗，清洗干净后仔细检查内外轨道、滚柱、滚珠表面应无破损、脱皮和斑点。轴承卡子应完好，无裂纹破损现象，并且不摩擦内外套。

（2）测量轴承游隙。用细铅丝放于轴道和滚珠（滚柱）之间，使其转动轴承后压扁取出，用千分尺测量铅丝受力点的厚度，即为轴承游隙，其标准如表 2-1 所示。

表 2-1 轴承游隙标准对照表

轴 承 规 格	游 隙 标 准
内径小于 100mm 的球轴承	0.03～0.08mm
内径小于 100mm 的滚柱轴承	0.05～0.12mm
内径在 100～130mm 的球轴承	0.05～0.14mm
内径在 100～130mm 的滚柱轴承	0.05～0.20mm

（3）轴承内外套应清洁，无裂纹，保持架应无松动裂纹，轴承套盖应清洁，无弯曲、裂纹及磨损痕迹。

（4）更换轴承时，加热温度应均匀，不超过 80～90℃，扒卸轴承时应尽量使其内套两侧均匀受力，防止扒偏，装轴承时要装到位。

（5）轴承润滑油脂的更换。

轴承轨道间要填充足够的润滑脂，内外油挡盖润滑油脂量应占容积的 1/2～2/3，以运行中能与轴承卡子接触为宜。加油时，轴承及轴承盖内须清洁干净，新润滑脂应清洁，无杂物，无异物，型号必须正确，加油量应符合标准要求。

2.6 电动机的干燥

1．电动机应进行干燥

（1）在检修中全部更换或部分更换过线圈的电机。

（2）因受潮而使电动机绝缘电阻降低，额定电压 1000V 以下的电动机，常温下的绝缘电阻低于 0.5MΩ，额定电压 1000V 以上的电动机，接近运行温度时的绝缘电阻低于每千伏 1MΩ，转子绝缘低于 0.5 MΩ。

2．电动机干燥的几种方法

（1）定子铁损加热干燥法。用定子铁损加热干燥法时，对于大型电动机励磁线圈可以穿

过定子膛，小型电动机可直接绕在电动机的外壳上，励磁线圈的绝缘应良好，几个电动机同时干燥时，可以把每一台电动机的励磁线圈串联在一起，接在一个电源上，干燥时励磁线圈的电流应为其额定电流的 60%～70%即可（用电流表监视），否则导线在干燥中会造成过热而损伤。

（2）外部加热干燥法。此方法一般适用于小型电动机，将白炽灯泡或红外线灯泡置于定子端部或膛内，外部加以遮盖进行烘烤。

将电动机置于烘房内（利用蒸汽或电炉线做热源的烘房），也属于外部加热干燥。

利用热风机吹热风对电动机进行干燥，效果也很好，但要经常移动热风机，以便能使电动机各部均匀加热。

（3）短路电流干燥法。用通入定子短路电流进行干燥时，应将电动机转子卡住，定子电压降低，一般为额定电压的 8%～10%。使定子线圈电流不超过额定值（用电流表监视），防止过热损坏。

干燥绕线式电动机时，可将该电动机转子回路，接到电源上（加入电压应为额定电压的8%～10%），把定子短路，用电流表监视定、转子电流不超过其额定值。

因为短路干燥时，没有正常的通风，所以必须特别注意电动机的发热温度，当达到最高温度后，应及时断开电源，温度下降以后再通入电流。

由于进水或其他原因而浸湿得很厉害的电动机，为防止线圈击穿，切勿用短路电流干燥法。

3．电动机干燥的注意事项

（1）进行干燥时为避免不必要的热损失，应用石棉布或绷布将电动机盖好，为了能持续通风，在电动机覆盖物的最高处与最低处应留通风孔。

（2）进行干燥时，线圈的最高温度，按照电阻法测量不得超过 90℃，按照温度表法测量不得超过 70℃。用外部加热法进行干燥时，距热源近的地方，用温度表法测量，最高允许90℃。

（3）进行电动机干燥时，须在线圈、铁芯的几个部位进行测温，测温表应和电动机各部位接触良好，测温头应用油泥封于测温部位上，使其与空气隔绝。

（4）干燥时要逐渐加热升温，容量在 50kW 及以上的电动机，一般应 3～4 小时达到60℃，7～8 小时达到 70℃（温度表测量），对于小容量的电动机温度升高所需要的时间较短。达到允许的最高温度后，应将温度保持平衡，直到干燥结束。

（5）在整个干燥过程中，应测定线圈的绝缘电阻，并测量铁芯与线圈的温度，在温度尚未稳定前，至少每 30 分钟记录一次，在温度稳定后，则每隔 1～2 小时记录一次，干燥开始前，应测量绝缘电阻，然后在记录温度的同时，再测量绝缘电阻，采用短路电流干燥法时，在测量绝缘电阻时，应将干燥电动机所用的电源断开。

（6）干燥初期绝缘电阻要下降，以后绝缘电阻下降停止，然后再逐渐升高，直至绝缘趋于稳定不变，并要保持 3 小时以上可认为干燥完毕。

2.7 电动机的组装及试运转

1．电动机的组装

电动机的组装工艺程序与解体相反，注意事项相同，组装后应达到下列要求。

（1）组装后应经预防性试验合格。

（2）电动机定子、转子、铁芯、线圈、端盖外壳、风扇、接线盒各部位应无灰尘、油垢、锈斑等，槽楔应打紧，定子膛内严禁有任何遗留物。

（3）复测电动机定、转子气隙，定、转子气隙$(S_{最大}-S_{最小})/S_{平均}<10\%$。

（4）端盖、轴承套、弹簧卡、油挡套、接线盒装好后，接缝应严密，螺丝应旋紧，垫圈应齐全，键槽与键应完好，靠背轮与轴应紧固配合。

（5）风扇完整无损，固定螺丝应齐全，紧固可靠，外风扇安装后不应摩擦端盖与外罩；

（6）绕线式转子的电动机，刷握下沿与滑环应有2～3mm的间隙，并调整好刷握与滑环的相对中心位置，电刷与刷握应有0.1～0.2mm的间隙，刷架滑环与转子回路绝缘应良好，非同相刷辫不能互相接触，更换电刷应有75%的接触面，刷握刷架及定转子接线都应牢固可靠，引线应完好。

（7）轴承应完好，更换的润滑脂规格、数量应符合要求，电动机整体组装完毕后，用手转动转子应灵活，无卡涩及摩擦现象。

（8）接线应按标记正确无误，引线截面应足够，线“鼻子”焊接或压接线应牢固，两线“鼻子”结合面应无氧化层及污物，螺丝压接应牢固，接头相间及对地绝缘应良好。工作条件差的电动机（如炉系统）接线后应用绝缘胶布做表面包裹，以防灰尘进入，外壳接地线应接牢。

（9）电动机检修完毕，应将所用工具带回工具房，现场应清扫干净，进行试运转。

2．电动机检修后试运转的几点要求

（1）试运转前应测量绝缘电阻，其数值应合格。

（2）电动机检修后试运转应取得运行和负责机械人员的许可，并共同对设备进行仔细的外观检查，弄清事故按钮所处的位置，直到确定无异常情况方可启动。

（3）一般电动机冷态下允许连续启动2～3次，热态时只允许启动一次。

（4）试运行中如有振动、冒火、噪声等异常时，应视其情况立即停止试运行，查明原因。

（5）电动机空载运行至少应在40分钟以上，检查电动机各部位，如轴承、滑环、电刷等应无异常。

（6）测量三相空载电流应平衡，并与过去比较无多大变化。其值一般不大于额定电流的30%。

（7）测量电动机轴向窜动，滑动式轴承应在2～4mm之间，滚动轴承应小于或等于0.5mm。

（8）测量电动机振动，标准如表2-2所示。

表2-2 电动机允许振动标准表

额定转速 r/min	3000	1500	1000	750以下
振动值双振幅 mm	0.05	0.08	0.10	0.12

（9）电动机带负荷运行温升稳定后，电动机绝缘温度应不超过电机绝缘极限温度允许值，其标准如表 2-3 所示。

表 2-3　绝缘等级与最大允许运行温度对照表

Y	A	E	B	F	H	C
90℃	105℃	120℃	130℃	155℃	180℃	180℃以上

2.8　直流电动机检修工艺规程

2.8.1　检修周期

原则规定每两年大修一次，小修按设备运行状况决定，但每年至少要小修一次。

1．大修项目

（1）解体清除污垢。
（2）定子的检修。
（3）转子的检修。
（4）整流子的检修。
（5）电刷与刷架的检修。
（6）轴承、端盖的检修。
（7）电气预防性试验。
（8）组装试运转。

2．小修项目

（1）清扫灰尘及碳灰，擦拭油污。
（2）整流子刷架、刷握的检查并更换部分磨短的电刷。
（3）检查轴承，需要时增添或更换新油。

2.8.2　检修工艺和标准

（1）解体清除污垢。拆电枢及励磁引线，各引线均应做好标记，以便复装时极性正确。提取碳刷，拆下靠背轮，拆下端盖和刷架，端盖应无裂纹，做好标记以便复装和校磁场中心。抽出转子，注意不要碰伤线圈、铁芯和整流子轴颈。

（2）定子的检修。定子线圈应清洁无油垢，紧固线圈的楔子、垫片，不得有松动，磁极螺丝应紧固无锈蚀，磁极间连线牢固，定子内各磁极线圈及引出线绝缘应良好，接线应无断股、破损、焦脆、脱焊现象，线“鼻子”焊接牢固，定子铁芯无过热、锈蚀和松弛现象，测量绕组直流电阻与以前比相差不大于 2%。

（3）转子的检修。电枢线圈应清洁无油垢，绑扎完整，无机械损伤和松散，焊锡无融化，

绑线下所垫绝缘材料绝缘良好。整流子表面应光洁，无凹坑，云母片应低于整流子表面，若整流子表面不平度在 0.5mm 以上或偏心度超过 0.06mm，需进行车光、打磨。绕组与整流片焊接，无短路、开焊现象，云母片沟低于整流子表面 1～2mm，槽底和整流片成直角，整流片应有 45°倒角，整流子表面和沟应用毛刷蘸无水酒精清理干净，使其无炭粉铜屑和油脂，测量片间电阻，使其相互差不大于最小值的 10%，用 1000V 摇表测量绕组整流子对地绝缘电阻及绑线对线圈绝缘电阻，应不小于 1MΩ，槽楔紧固无脱壳脆裂，不高出铁芯，无过热变色现象，槽绝缘良好，铁芯与风道畅通。

（4）电刷与刷架的检修。刷架、刷框应清洁，配合面应光洁，无毛刺、裂纹，引线绝缘良好，线“鼻子”焊接良好，联络紧固，弹簧完好，无过热退火现象，机械中心和电气中心调整合格，电刷牌号一致，清洁完好，表面无碎裂粗糙等痕迹，压力均匀，电刷辫完好，无过热、断股、松动、脱落等现象，接线处清洁，紧固可靠，电刷中心位置正确，与整流面的接触面应大于 80%，电刷与刷握的装配间隙应符合要求。

（5）轴承、端盖的检修。端盖应清洁、无油垢、无裂纹，齿口完整、清洁、无变形、毛刺，轴承间隙应符合规定。

风扇与轴配合良好，无裂纹、弯曲、变形，定、转子间隙应符合要求。

（6）电气预防性试验应合格。

（7）组装试运转。磁场线圈对外壳、电枢绕组对轴应进行交流耐压试验（100kW 以下电动机可用 2500V 摇表代替）。

装刷架，刷架轴无破裂，各部螺丝紧固绝缘良好，电刷应在磁极的中心线上。刷握与整流子距离为 3～5mm，电刷应动作灵活，压力一致，与整流子表面有 80%的接触面。

装端盖、接引线，注意励磁和电枢引线必须认清标记，正确接线，用手转动转子应灵活无摩擦，试运转转动方向正确，声音正常，轴承温度正常，振动数值符合标准，整流子与电刷间火花情况正常，应无过热现象，直流发电机电压建立正常。

第 3 章　电力变压器电气检修规程

3.1　变压器技术规范

3.1.1　主变压器技术规范

型　　号	SFP10-370000/220	额定容量	370MVA
额定电压	242/20kV	额定电流	883/10681A
额定频率	50Hz	连接组别	YNd11
短路电压	14.3%	空载损耗	190kW
短路损耗	620kW	空载电流	0.2%
调压方式：高压侧中性点无载调压		调压范围	242±2×2.5%

中性点运行方式：高压侧中性点直接接地，允许接小阻抗接地

冷却方式：强迫油循环导向风冷 （ODAF）

3.1.2　高压厂用变压器

型　　号	SFF10-50000/20	额定容量	50/31.5MVA
额定电压	20/6.3 kV	额定电流	1443/2890A
额定频率	50Hz	连接组别	Dyn1-yn1
调压方式	无载调压	调压范围	20±2×2.5%
空载电流	0.27%	空载损耗	29.5kW
短路损耗	218kV	短路阻抗	9.5%　18.5%　18.1%
冷却方式：	油浸风冷（ONAF）	相　　数	3 相

3.1.3　启动/备用变压器

型　　号	SFFZB-50000/220	额定容量	50/25MVA
额定电压	230/6.3kV	额定电流	125.5/2291A
额定频率	50Hz	相　　数	3 相
空载电流	0.5%	空载损耗	55kV
短路损耗	215kW	短路阻抗	10.5%　19.8%　19.6%
连接组别：	YNyno-yno		

中性点接地方式：高压侧中性点直接接地，6kV 侧中性点经中电阻接地
冷却方式：油浸风冷（ONAF）

3.2 变压器检修周期与检修项目

3.2.1 检修周期

1．大修周期

（1）新安装的变压器投运前必须进行吊芯检查和试验。
（2）对新投运的主变压器、高低压厂用变压器，在投运后满 5 年大修一次，以后每隔 10 年大修一次。干式变压器一般不进行大修。
（3）大型电力变压器承受出口短路后应考虑提前大修检查。

2．小修周期

变压器小修每年两次。

3．恢复性和临时性检修

如发现下列任一种故障或缺陷时，应立即停电检修。
（1）保护变压器本身的保护装置动作，如差动保护、瓦斯保护、防暴器动作、安全气道膜爆破、油枕喷油等。
（2）绝缘油闪燃点较以往记录降低 5℃以上，或油色混浊，有游离碳存在。
（3）瓷套管有严重放电和损伤。
（4）变压器内杂音偏高，音响不均匀，有爆裂声和“噼啪”声。
（5）在正常的冷却条件下，油温不正常并不断升高。
（6）严重漏油使油枕油面低于最低油面线。
（7）根据绝缘油色谱分析，发现超标并判定有内部故障。

3.2.2 检修项目

1．变压器大修项目

（1）附件的拆除和吊罩（芯）检查。
（2）铁芯、线圈、引线、支架、穿芯螺杆、接地装置的检查。
（3）分接开关的检查。
（4）箱盖、箱壳、油枕、防爆装置、瓦斯继电器、底壳、呼吸器、净油器、滤油器及各种阀门的检查。
（5）冷却系统的检查。
（6）套管的检查。

（7）信号温度计、油位计的检查。
（8）滤油或换油。
（9）检查更换密封胶垫，并进行检漏试验。
（10）必要时对器身进行干燥。
（11）进行规定的测量和试验。
（12）清洗油箱内外及附件，必要时将外表面喷漆。

2．变压器小修项目

（1）变压器套管清扫检查，检查接头发热情况，贴示温片。
（2）阀门检查有无渗油，套管、散热器、箱壳检查有无渗漏油；冷却器、散热器用水冲洗。
（3）取油样或正常补油，必要时滤油。
（4）继电器、信号温度计、防爆筒、防爆膜检查。
（5）油枕、呼吸器检查，检查隔膜袋是否完好并更换呼吸器硅胶。
（6）冷却系统检查，油管有无渗漏，风扇电机运转是否正常。
（7）检查分接开关有无异常。
（8）检查外部接地情况，有无多点接地。
（9）固定螺丝检查。

3．恢复性和临时性检修项目

根据故障损坏情况而定，一般是修复损坏的部位。

3.3　变压器大修工艺

3.3.1　变压器吊罩（芯）前的准备工作

（1）收集变压器运行中的各种缺陷，在变压器检修前，对该变压器在运行中已暴露出的各种缺陷，应在缺陷记录簿中记录，并到现场一一核对，了解缺陷目前存在的状态和严重程度，制定消缺措施。
（2）进行不同的改进工作，消除某些特殊的重大缺陷等都要事先专门列出项目。
（3）制定检修措施，对特殊项目，如较大的改进工作或消除重大缺陷工作用一般检修方法和劳动力组织不能解决，而需要用专门器材、工具，特殊的检修工艺才能解决时，应预先制定专门的技术安全措施和组织措施，与有关工作人员共同研究和讨论。
（4）检修现场和工具的准备，现场清洁，并设有防雨、雪、风、油、火等措施，准备检修所用工具，列出清单，专人管理。
（5）检修的组织措施，根据检修进度及工作量大小相应组织检修力量，检修前与工作人员一起研究、讨论，检修项目和技术措施，做到分工明确，项目清楚，技术措施明了。
（6）检修器材的准备，检修所需用的备品和材料，特别是特殊项目所需材料，都应预先列

出清单，提前领出，并查对数量、质量、规格是否符合要求等，对于变压器油，需调换新油时，必须预先准备好足够数量新油，不需调换新油，也必须准备一部分补充用的符合技术标准的油。

3.3.2 变压器的大修工艺

1．变压器吊罩（芯）与复装

（1）吊变压器罩（芯）应选择在晴朗、干燥、无风、无雨雪的天气进行并用干湿计监视空气中的相对湿度，变压器芯子露空时间，应符合以下规定。

干燥空气（相对湿度不大于 65%），允许 12～16h。

潮湿空气（相对湿度不大于 75%），允许 8～12h。

器身在空气中暴露时间，是从开始放油时器身与外部空气相接触的时刻算起，注油时间不包括在内。

吊罩（芯）前，测周围气温应在 0℃以上，芯子温度高于环境温度 10℃。

（2）吊罩（芯）前，应采取以下措施。

现场安全措施（起吊、防火、防雨雪等）。

附件的保管（包括螺丝、胶垫等）。

工具的保管使用。

质量检查验收。

（3）拆除各侧套管与母线的连接及保护回路、风扇电机电源、妨碍吊罩（芯）的母线支架等。

（4）吊罩（芯）前进行电气试验，取油样做耐压试验，进行放油，以便拆除附件。

（5）放油时，先打开油枕上部塞子，油位降至变压器铁芯顶面以下时，开始拆卸附件，拆除部件时做好记录和标记，根据预先绘制好的箱盖外观进行对号及方向标定并登记分类保管，为不损坏附件及工作方便，对容易损坏的附件如水银温度计、信号测温计、电阻测温计、瓦斯继电器先拆下，存放于干燥清洁室内，附件安装孔用封盖封住，然后拆卸呼吸器，分接开关传动杆，套管、防爆筒、油枕、静油器、散热器、冷油器进出油管路连接阀门等。

（6）大盖式油箱可以不全部放油（油箱内部无工作项目时），放至铁芯内部即可，保持变压器顶部到油面为 150～200mm。

（7）变压器吊罩（芯）时，13.8kV 以下套管如无工作项目，可以不拆，但必须采取可靠措施，加以保护以防砸坏、挤坏套管。

（8）变压器吊罩（芯）时，其潜油泵、静油器如无工作项目，可以不拆，一定要保证吊落罩时平衡，不得偏斜，以防碰坏变压器芯体的绝缘或发生其他危险。

（9）放油后，可拆下箱沿螺栓，进行变压器吊罩（芯），拆卸箱沿螺栓时，不要全部松脱，应相对间隔的松脱，以免最后几个螺栓相互别劲取不出。在吊罩（芯）时，再次检查起吊工具的安全情况，主吊绳扣要挂在专供吊罩（芯）用的吊杆上或把上，吊绳所构成的夹角大小不致引起罩（芯）摇晃、偏斜，以免损伤线圈及引线绝缘。

（10）变压器罩（芯）吊起后，不能长时间吊悬（尤其下部有检修工作时），将变压器罩（芯）放在垫木上，临时固定牢固。

（11）罩（芯）复装时顺序相反，箱檐螺孔要对准，密封胶垫要放正，当罩（芯）下落接近下箱孔时，即可穿上部分螺栓，待罩（芯）落到底时，将螺栓全部穿上后，方可紧螺栓，紧螺栓时要沿箱周围对应紧固，以免箱檐变形，密封不严而漏油。

（12）装配附件时，其装配顺序与拆卸时大致相反，为了不损坏附件和工作方便，对容易损坏的附件如套管、呼吸器、瓦斯继电器、水银温度计、信号测温计、电阻测温计等要后装。

（13）拆卸附件注意事项主要有以下几项。

① 拆卸附件应做好方向位置标记号，装配时要对号入座，尤其套管、分接开关传动杆除做方向性位置记号外，还要做相序记号并做记录，分接开关的位置一定不能搞错。

② 拆卸的附件及螺栓、销子、胶垫等要专人分类保管，不得丢失损坏或受潮，套管要垂直或水平放置在专用的架子上，放置要稳固，套管之间要有间隔。对于胶纸电容套管，如不及时装回时，其下部电容芯应加保护筒，使芯子浸入合格变压器油中，分接开关的传动杆要垂直或水平放置在干燥的地方，最好垂直吊放在放有合格变压器油的罐中。

③ 拆除内部引线接头时，使用活扳手，要检查其活络轴螺丝情况，以防异物落入，损坏线圈的绝缘。

④ 检修人员进入现场要戴安全帽，进入箱内或检查变压器芯子时，应穿专用无袋无扣工作服，不得穿带钉（或其他金属物）的鞋子，上下要有专用梯子，使用工具要登记，在落罩（芯）时一定要清点工具，确实无遗漏工具时，方可进行。

⑤ 装分接开关传动杆时，为了工作方便，查看插入情况，其附近四附件要缓装，待其他配件装完后，再装附件。

⑥ 对于不能及时装配的附件，用临时盖板密封好。

2．线圈及引线的检查

（1）线圈表面应清洁无油垢，各部油道畅通无油垢、金属屑等杂物堵塞。

（2）线圈无位移变形，各部绝缘垫块排列整齐，顶部压紧螺钉适宜，背帽要紧固，压紧螺钉下部铁碗位置正当，绝缘良好。

（3）线圈各部绝缘应良好，无破损露铜现象，各引线根部绑扎应牢固无松动。

（4）鉴定绝缘良好与老化程度标准：

一级绝缘：色泽新鲜，绝缘良好，有弹性，手按后无残留变形；

二级绝缘：绝缘合格，手按后无裂纹；

三级绝缘：勉强能用，手按后，有微小的脆弱及裂纹变形；

四级绝缘：不合格，已有显著的老化现象。手按后，发生大量裂纹及脱落，此种绝缘不能继续使用。

（5）对局部微小的机械损伤的绝缘应进行修补，其修补绝缘的厚度不小于原绝缘的要求，补后涂绝缘漆，如机械损伤较重，无法修补的应送制造厂修理。

（6）各引线绝缘良好，排列整齐，木支架完整无损，固定牢固，木质螺栓、背帽应牢固并用线绳绑扎，两木板夹紧引线后，两板之间应有不小于绝缘 1.5～2mm 的间隙，引线经木夹板处应加强 2mm 厚的绝缘。

（7）裸露引线上应光滑无毛刺及尖角，在线圈下面水平排列的裸露引线，如果处于强油循环进油口处之下的，应加强绝缘。

（8）检查线圈引线上能看到的所有接头焊接情况，是否有过热或开焊现象，应配合分接开

关的检查，转动各部位置，测每相直流电阻，其偏差不得大于平均值的 2%。

（9）线圈端部引出线，多股软铜线不得有破损、断裂、扭劲现象，并包扎 1～2 层白布带。

（10）线圈的分接头，若因检修拆卸，应做记号或记录，装配后应做电压比试验，校对其有无差错。

3．铁芯及夹件的检查

（1）铁芯表面应清洗干净，无油垢及锈蚀，对油垢及锈蚀用干净布擦干净，并用合格的变压器油冲洗，严禁用棉纱头擦铁芯。

（2）铁芯表面不得有局部短路过热现象，若有应消除。对表面有毛刺、机械损伤和烧伤要处理，并涂绝缘漆。

（3）铁芯各部油路应畅通，如有堵塞应清除，清除时不得损坏铁芯及线圈绝缘。

（4）夹件及铁芯之间的绝缘应良好，绝缘垫块应完全无位移，叠片及鼓起无碰夹件现象。

（5）夹件应有足够的机械强度，不应有变形，夹紧螺栓及两侧方铁拉紧螺栓要校紧，有背帽者，背紧背帽，有锁片者要锁牢。对于机械强度不够，有明显变形的夹件要处理、更换。

（6）拧紧所有的穿芯螺栓，背紧背帽，用 2500V 兆欧表测铁芯对夹件及穿芯螺栓的绝缘电阻，应符合标准。

4．无载分接开关的检查

（1）分接开关转动手柄应有护罩，手柄处法兰密封良好，不得渗漏油，手柄及传动部分各销子顶丝应牢固，其转动应灵活无卡涩现象。手柄指示清楚正确与线圈调压范围一致，两极要有限位止钉。

（2）分接开关的绝缘筒，应完整无损且绝缘良好，其支架固定牢固，分接开关的露空时间与芯体相同，如因检查不能按时装复，应浸在合格变压器油中存放。

（3）各分接头绝缘良好，绑扎牢固，排列整齐，接头焊接良好。压紧螺丝紧固，接触良好。

（4）各静触点、动触点表面应光滑无油垢，氧化膜及灼伤痕迹。触点如镀银，不得有离层脱落现象。

（5）将分接开头转动至各位置（转动前记清原运行位置），检查各动触点与静触点的接触及弹簧状况，接触压力应在 0.22～0.5MPa。接触面用 0.05mm×10 的塞尺塞不进为宜，两触点柱间接触电阻不应大于 500μΩ（并配合线圈的检查测定线圈的直流电阻），检查完后，一定要将分接开关转回原运行位置，切勿搞错。

（6）如因检修需拆下分接头时，一定要做好记号，装回后必须测量其电压比，进行核对。

（7）结合预防性试验，每年进行一次分接头开关转动检查，使分接开关在运行位置左右转动 10～15 次，以便摩擦掉附在接触点上的油污氧化膜，然后转至运行位置并测直流电阻合格为止。

5．铁芯接地装置的检查

（1）变压器铁芯只允许一点接地，如有多点接地，应查明原因进行消除，以防形成回路，产生环流。

（2）较大容量变压器，如铁芯的上下铁轭，与上下夹件各有连接铜片时，其上下两连片必

须在铁芯的同一侧、同一芯柱、同一级、同一层叠片处与夹件连接，此种情况，下夹件已经经油箱底部接地时，其上夹件不应接触箱罩，在吊罩检查时，应注意检查罩内顶部加强筋，测温计的底座与上夹件的间隙不得有碰触，如有供运输时固定变压器的稳钉，在安装时应将其稳钉翻过来。

（3）小容量变压器，其大盖固定在上夹件上者，铁芯的上铁轭与上夹件有连接铜片时，其下铁轭与下夹件应绝缘。

（4）接地连接铜片的要求：铁芯的铁轭与夹件之间应用 0.5×20×50mm 表面镀锡的铜片连接（一端插入铁芯叠片中，一端用螺丝压在夹件上），要压接牢固、连接可靠，线圈上部有压紧线圈的开口压环时，各开口压环与夹件间，应用 0.5×1.5×60mm 表面镀锡的铜片连接，要压接牢固，连接可靠。

（5）将铁轭与夹件间的连接铜片拆开，测铁芯与夹件，夹件与压环的绝缘电阻。（如下部有连接铜片时，也应拆开）其数值见铁芯与夹件部分的要求，测量后，应将连接铜片恢复压紧，拧紧螺丝，并测量其铁芯接地情况。

（6）检查油箱接地是否良好，若下节油箱有接地螺栓时，则通过接地螺栓可靠接地，若上节油箱有接地套管时，接地套管必须可靠接地。

（7）大型变压器铁芯是五柱的，其两侧辅助铁芯柱级间连接铜片应完好，外包适当绝缘，以防裸露部分与油箱内壁造成铁芯多点接地或间隙放电。

6．导向冷却装置及油箱内部检查

（1）变压器油箱内部箱壁均应涂刷绝缘漆，以防锈蚀，对于锈蚀的部位，要消除铁锈并涂绝缘漆。

（2）导向冷却的变压器，为提高冷却效果，冷却导油管装配整齐，密封要严密，其绝缘围屏及导油管不得受潮、有裂纹，固定应牢固。

（3）不得有水珠、金属屑、焊渣及一切杂物，特别是水珠，要查明原因，进行消除，金属屑、焊渣一定要清理干净，必要时结合铁芯检查，用合格的变压器油冲洗，冲洗时不得损坏各部的绝缘。

（4）如变压器第一次吊罩（芯）时，对箱罩上各蝶形阀、闸阀也要进行检修，以免为此再次做放油和影响其连接附件的装配及注油（检修标准见冷却装置及管阀的检修）。

（5）油箱内部带有硬屏蔽的应进行检查，其是否牢固完整，并将表面渍垢擦拭干净。

（6）带有套管的 CT，应同时检查，其与绝缘筒绝缘应良好，二次接线柱密封良好，无渗漏油，运行中二次不开路，如取下时，应当做相应位置记录，连同套管一起吊下，如不能及时装回时，应密封注入合格的变压器并妥善保管。

7．套管的检修

（1）配合变压器每年一次预防性实验，拆卸与母线的接头时，压板与母线接线的接触面，应打磨干净，无油垢并涂以中性凡士林压紧，螺栓要紧固，并有背帽式弹簧垫圈，接触应良好，不得有发热现象。

（2）套管各处的耐油橡胶垫，有压缩弹性无老化、裂纹、油腐蚀现象，放置位置正确，压缩均匀有余量，无渗漏油现象。

（3）检查拧紧套管各处螺丝，导电杆背帽拧紧时，导电杆不得有移动现象。

8．油枕的检修

油枕的一般检查（每年两次，小修进行）：

（1）油枕各部不应有渗漏油现象。

（2）油位计玻璃良好，清洁透明，油位指示正确。

（3）每年检查一次油枕下部沉积器，将螺丝拧松，放少量油检查是否有杂质或水分。

（4）检查油枕与瓦斯断电器间蝶阀有无渗漏现象。

油枕的维修：

（1）油枕内外壁应清洁干净，内壁应涂防锈漆，外部表面漆层无脱层及锈蚀现象，油枕内无油垢及铁锈、沉积杂物，如内部干净，小容积油枕可用合格变压器油冲洗，较大容积油枕，应打开端盖清扫，并用合格变压器油冲洗。

（2）变压器至油枕的联管应有2%～4%的升高坡度（以变压器顶盖为标准）以便于瓦斯继电器动作之后的蝶阀开闭良好。

（3）油枕下部沉积器的口与油枕连接处不应有凹、凸台的焊道，并有稍微的坡度，以便水及杂质易流入沉积器。

（4）油枕进油管应插入油枕高30～50mm以防水、杂质进入变压器中，其管口应有光滑倒角。隔膜式油枕其管中应卷管口以防割坏隔膜胶囊。

（5）呼吸器联管插入油枕部分，应高出其油枕最高油位以上。

（6）油枕上部与防爆筒上部有联管，管路应畅通。

（7）大修中拆卸油枕或油枕联管时，应及时密封，如长时间不能装回，应用临时盖板密封。

隔膜式油枕注油：

（1）拆卸呼吸器的边拉胶管，拆除油枕上部连接罩，卸下压紧螺帽，制动垫圈，用细尼龙绳拴住压板管丝，将压板松下，打开油枕端盖，取出隔膜袋即可。

（2）安装时，须注意隔膜袋的长度方向与油枕长度方向保持平行不得有扭动、折叠现象。

（3）变压器真空注油时，须将隔膜式油枕与所连接管拆掉。加装临时盖板密封。进行变压器真空注油，在变压器真空注油冷却器及其管路注油均完毕后，则接通与油枕的联管向油枕注油。

（4）油表有压油袋的，在油枕注油前，先进行油表注油，卸下油表呼吸孔帽，拆下油表的外壳盖，从油表呼吸塞处加油，用于压动油袋，使其内部空气排出并注满油，待油内玻璃管中浮球稳定浮上，装上呼吸帽，密封压油袋外壳盖，打开油表下部放油塞，将玻璃管内油全部放出（多余油），拧紧放油塞，即可向油枕注油。

（5）向油枕内注油须将油枕内空气排掉，否则将出现假油位现象，注油方法有注油排气法和压缩空气排气法两种。

（6）带隔膜式油枕不得从油枕上部加油，防止损坏隔膜袋。

（7）根据每年变压器取样简化试验，确定其变压器油老化程度，对油老化快的应认真检查隔膜袋的密封情况，隔膜袋进行气压检查，气压不得大于0.02MPa，两小时气压不下降为合格。

（8）油表内无油应检查其玻璃管及压油袋，连接橡胶管是否破裂或堵塞，油表下部放油阀是否拧紧。

（9）如出现假油位或油表突然喷油，则表明油枕排气不彻底，应重新进行排气。

（10）带有隔膜式油枕的变压器，大量放油时，应将油枕顶部手孔打开，用棍棒斜插入油枕内进油连管口处，方可放油，以防隔膜袋被油吸住放不出油，甚至割坏隔膜袋。

9．防爆筒的检修

（1）检查防爆筒、筒体及连接法兰是否密封良好、有无渗漏。

（2）检查防爆膜是否完整，有无裂纹或破裂，如有损坏应进行更换。

（3）新安装的变压器防爆筒，应将供运输时加强的盖拆下，进行内部清扫检查后方可安装。

（4）防爆筒内外无脱漆，锈蚀现象，内部应清洁干净，无油垢，无焊渣，无金属屑等杂物。

（5）防爆筒各焊缝连接法兰的固定螺栓应均匀紧固并且密封良好，无漏渗油，无进水现象。

（6）拆卸或更换防爆膜时要谨慎小心，若加装密封良好的耐油胶垫，周围螺栓应均匀紧固，不能用力过大，以免压碎防爆膜。

（7）油枕有连接管的，连接管一定要畅通并密封良好。

（8）大型防爆筒其防爆膜是密封的，拆卸时，应关闭阀门，手柄转于“闭”位置，安装后，注意打开阀门，将阀门手柄置“开”位置。

（9）大型防爆筒应固定牢固，其下部有支撑筒口加装金属网，以防小动物进入。

（10）在防爆膜外装有信号位置，应经继电保护校验，保证其动作准确无误。

（11）变压器进行真空注油时，须关闭防爆筒阀门，拆下防爆膜，阀门外侧加装盖板密封，真空注油后再装复。

10．冷却装置及管阀的检修

散热器一般检查（每年两次，小修时进行）：

（1）检查校紧散热器蝶阀油箱间的连接螺栓，散热器之间的拉筋应齐全，散热器固定牢固，运行中无摇晃现象。

（2）检查散热器管联箱蝶阀放油塞、放气塞处，有无因焊接不良或密封不良而渗漏油现象。

（3）每半年一次风扇装置检查。用 500V 摇表测风扇电机及电源线路绝缘，其值不得小于 0.5MΩ，并检查风扇电机固定是否紧固，有无振动，轮叶是否摇摆或与散热器管或拉杆相碰。风扇电机开启后声音是否正常，有无发热现象，检查保险有无熔断，电机有无烧坏等。

（4）风扇装置大修每年一次。

散热器的大修（其风扇电机应每年进行一次检修）：

（1）新安装的变压器的散热器，在安装前应进行检查，并用变压器油冲洗净。做 0.2MPa/15 分钟油压试验，无渗漏油现象，风扇电机及其电源回路绝缘电阻不低于 0.5MΩ。

（2）运行中的变压器散热器的检修，随同变压器大修进行，其风扇电机须进行检修。

（3）风扇装置拆卸前，应断电，解除电机总电源及各分线盒风扇电机接线，拧下风扇轮叶上反丝螺帽，取下风扇叶轮，卸下风扇电机底部的固定螺丝。将风扇电机及橡胶垫取下，如变压器吊罩，应将风扇电机槽钢底座及拉杆拆卸。

（4）变压器油放尽后，关闭上下蝶阀，将散热器吊出。

（5）拆卸散热器，应做内部检查，如内部不清洁或发现有水现象，则用变压器油冲洗合格为止。并做0.2MPa/15分钟油压试验，应无渗漏现象。否则应补焊补漆，散热器不能及时装回时，应将其孔及变压器油箱上的蝶阀封好，用合适盖板封好。

（6）拆下风扇电机进行检修，风扇叶轮有损坏时应进行修复更换。修复后应保证叶轮转动平衡，风扇电机应解体检修，解体前测量绝缘并做记录。两端盖做位置记号，拆开后检查引线内部情况。线圈两端的绝缘有无过热现象，有无露铜，检查定子、转子间隙，有无摩擦现象，轴承转动是否良好，滚球磨损情况，用汽油洗刷，晾干后涂适量润滑油，再组装测绝缘不小于小修前数值，最低不小于0.5MΩ，并临时接线试验空转。

（7）风扇装置在散热器安装后，进行组装，组装后检查电源接线及保险无误后可试转（反时针，风向上吹），察看风扇叶轮有无与散热器管及固定底座的接紧螺杆相撞现象。转动声音是否正常，停电后用手触摸，电机有无过热现象，然后将外部保护网装牢。

11．冷油器的检修

冷油器的一般检查：

（1）检查冷油器本体，潜油泵，各油管路连接法兰，油进出口阀门有无焊接不良，密封不良，外壳裂纹或砂眼而渗漏油的现象。

（2）潜油泵固定牢固，转动声正常。无摩擦声及机械响声，温度是否过高，油窗玻璃是否清洁透明，电机每年测一次绝缘，不得低于0.5MΩ。

（3）每年一次从各冷油器的静油器上、下三通阀处，取油样做简化试验，鉴定静油器中的吸收剂是否失效，失效则应更换。

（4）冷油器每半年小修并清洗一次，并做油压试验。0.2MPa /30分钟应无渗漏油现象。

（5）冷油器的漏油监视装置连管，阀门无锈蚀，管路畅通，阀门开启灵活。

（6）各油压表无损坏，指示准确。

（7）保持冷油器各部清洁、无油垢，周围环境无易燃易爆及其他堆积物。

冷油器的大修：

冷油器大修无期限规定，小修检查做油压实验时，或运行中发现有渗漏油现象时，应立即大修。冷油器绝大多数是因内部冷却器铜管有渗漏破裂，胀口不严而渗油的，拆卸冷油器找准渗漏点修复胀口或堵塞渗漏油铜管两端管口，或部分更换铜管，严重者全部解体或更换铜管。大修步骤及要求如下。

（1）将大修的冷油器退出运行，解除潜油泵的电源端接线及压差继电器、油流动继电器的接线，并用黑胶布将线头包扎。

（2）关闭进出口油门，拧松冷油器。下部放油塞放油，潜油泵与冷油器进油连管内的存油可用潜油泵底部放油塞放出。

（3）拆卸油压表，压差继电器和油流继电器至冷油器的连管。

（4）拆卸潜油泵与冷油器上部大盖，所拆下的耐油胶垫及螺栓应保管好。将拆卸的冷油器本体、潜油泵、管路阀门的漏孔用盖板封好。

（5）冷油器吊装，可用临时人字架，倒链吊装。（要求详见变压器大修前准备工作第8条）使用前应认真检查，起吊工具应能承受重物重量的2～4倍。

（6）拆卸冷油器下部的螺帽，将冷油器吊起，调整人字架平衡绳，将冷油器移出放倒。

（7）将冷油器油箱上的压差继电器孔封好，用盖板封好冷油器端口。用紫铜管连好油压

泵，做油压试验 0.2MPa /30 分钟，检查是否漏油。

（8）渗漏的铜管，如胀口处渗漏，可用胀管器重新胀管，重新胀管仍渗油或铜管有裂纹无法修复。其管路不超过冷油器每侧管数 5%时，可用锥度适宜的紫铜塞将渗漏铜管的两端堵死，超过 5%时应更换。

（9）更换部分铜管时，用斜锥形尖凿子将铜管一端口凿成三角缩口用与花盘口径一样粗的平头冲子，将铜管投出，两端花盘孔进行修复用纱布磨光洁。用棉布浸汽油擦净，将同一长度的新换铜管插入，将两端口胀好，并做化学应力化验及热处理。

(10）将冷油器立起放油，拆卸的部位应做好标记，拆卸下部周围螺栓，将冷油器的油箱吊起，放置好，取下下部密封耐油胶垫，用篷布将油箱封好。

（11）测量芯体的长度及各间隔板的距离，做好记录，用专用锯在最近花盘处将铜管逐根锯断，将锯下的花盘放平，下面垫以适当长度用与花盘口径同样粗的平头冲子，将铜管投出，并从隔离盘孔里抽出，则冷油器芯子全部拆散。

（12）新换铜管应先取样做热处理后做应力试验，合格即可用。

（13）油箱装好后，做油压试验，0.4MPa/15 分钟无渗漏，即可安装。

（14）一切装配后，应检查无误，可打开净油器上、下通阀，少许打开进油阀，拧松放气塞，注油直至放气塞无空气放出。

12．管阀的检修（随主变及冷油器大修一同进行）

（1）主变的进出油管路拆卸时，在变压器放油的同时，打开管路上的放油阀及放气阀，放尽油，如不及时装好，应用临时盖板或塑料布封好。

（2）高处安装较大管路，支架应牢固。

（3）管路阀门表面应平整，焊接法兰焊道处无焊渣、砂眼，密封耐油胶垫尺寸适宜，螺栓螺帽齐全紧固，无渗漏油现象。

（4）管路、阀门表面清洁无油垢、无脱漆，油管为黄漆，阀门手柄为红漆。

（5）管路阀门内部清洁、无油垢，锈蚀应涂防锈漆。

（6）阀门的开闭转动杆或螺旋提升杆，其盘根适宜，无渗漏、转动灵活、位置指示正确。

（7）闸板阀的阀板与阀体平面要接合严密，阀体完整无裂纹，做油压力试验 0.4MPa /30 分钟无渗漏。

（8）逆止阀（冷油器出油口侧）要起逆止作用，安装时不要装反。

（9）变压器的散热器静油器上的蝶阀安装时，应将密封耐油胶垫放入槽内。换垫时，选用耐油性较强的胶垫，尺寸应与原垫相同。

（10）变压器的放油阀口均应加堵板或密封盖板，其在室外的低处的阀门手轮应加锁。

13．瓦斯继电器安装

（1）瓦斯继电器联管，应以变压器顶盖为准，保持 2%～4%的升高坡度，瓦斯继电器本体应水平安装。

（2）瓦斯继电器继电保护校验合格后方可安装。

（3）安装时，将芯子取出，把外壳内部用变压器油冲洗净，玻璃窗擦干净后，放正两端密封耐油胶垫与联管连接，其连接处不应别卡。紧螺帽时，应对应紧固，防止将继电器外壳紧裂。

（4）外壳装好时，将芯子装入，盖上的箭头，应指向油枕，密封耐油胶垫放正，对应紧固盖的周围螺栓。

（5）装好芯子后，打开与油枕连接的蝶阀即可注油。稍过片刻，打开放气塞上的罩，拧松滚花手轮，将空气放出。

（6）检查法兰盖放气塞座、探针座、接线套管、玻璃窗密封状况，不得有渗漏油现象。

14. 信号温度计、电阻测温计安装

（1）经热工仪表校验合格后，方可安装。

（2）温包在装入前应将其座管内注入少量变压器油，然后装入并密封旋紧上部螺丝。

（3）信号温度计与温包之间的毛细管敷设时，不得扭转、弯曲，其圆弧半径不少于50mm，每段固定距离不应超过300mm，固定外包以塑料袋之类物品保护。

（4）信号温度计安装在变压器油箱上，垫以胶垫，固定螺栓要牢固，以防振动。

（5）信号温度计，电阻测量计在变压器大修即将结束，变压器上部无较大工作量时，再进行安装为宜，以防损坏。

3.4 干式变压器检修工艺规程

干式变压器每年检修一次。出现明显的异常情况时，进行临修。

3.4.1 检修前准备

（1）根据运行状况和掌握的缺陷，制订检修计划。

（2）准备好检修用的器具和材料。

（3）准备好必要的技术资料。

（4）进行风险分析，编写安全措施。

（5）办理工作票据及开工手续。

3.4.2 检修内容及工艺

（1）拆、装外罩。拆开变压器外罩固定螺丝，将钢丝绳拴在变压器外罩的吊点上，用行车将变压器外罩吊起，起吊要平稳，不得碰及变压器芯体，外罩放在平稳的地面上。安装时，同样放在变压器正中，缓慢放下，并固定。

（2）拆引线。拆卸引线时，用两把扳手，内外卡好，防止由于方法不当，造成套管损坏，拆卸下的部件做好标记并妥善保管。

（3）绕组检修。检查线圈是否牢固，有无龟裂、变色、放电痕迹、附着碳黑现象，必要时更换。检查相间连接线“线鼻”绝缘包扎有无变形，变脆破损。同时引线有无断股“线鼻”，是否焊接良好，有无过热现象。

（4）铁芯的检修。检查铁芯有无生锈腐蚀。铁芯外表是否平整，有无片间短路或变色放电

烧伤痕迹，绝缘漆有无脱落，铁芯上下夹件紧固程度，铁芯接地片的连接及绝缘状况。片间应无短路搭接现象，接缝间隙符应合要求，且铁芯必须保证一点接地。

（5）夹件检修。检查线圈夹件有无松动、位移现象，线圈夹件的正反压钉和锁定螺帽应无松动，与绝缘垫圈接触面良好，无放电烧伤痕迹，锁母垫片无搭接铁芯处。螺栓紧固时，注意夹件上的正反螺丝方向。

（6）测温装置检修。检查温度测量装置有无损坏，固定是否良好，位置是否合适，设置的温度报警、跳闸值是否正确。

（7）引线和分接位置检查。检查分接开关处有无过热生锈及其他异常现象，不可将分接头位置弄乱，对发热严重的可研磨电镀，固定分接间的螺丝必须是双母，以防松动发热，位置指示正确，锁母齐全。

（8）门开关检查。通过变压器的门的开启，检查门开关保护动作是否正常，确保门开关保护动作正确。

（9）防鼠和放火隔断检查。检查干式变压器外罩的防鼠隔板是否完好，且不影响通风，防鼠隔网与地面距离小于 5mm，网孔小于 10mm，电缆进线孔洞用放火材料填充。

（10）变压器干燥。空冷变压器的绝缘干燥一般采用短路电流法，低压输出由具有足够截面的导体短接，高压端经电流表接三相电源，高压侧电压不得超过干式变压器的阻抗电压，稳态电流不应超过高压绕组的额定电流。干燥时，高低压绕组的温度由绕组层间上部的电阻温度计测试，绕组温度不能超过绝缘最高允许温度，在变压器接入电源 6 小时后可能达到此温度，则应关闭电源，每隔 1 小时测绝缘电阻 1 次，直到绕组间和紧固件间的绝缘电阻不再变化时为止。

第 4 章　断路器和开关电气检修规程

4.1　LTB245E1 型 SF6 断路器检修规程

4.1.1　LTB245E1 型 SF6 断路器技术规范

LTB245E1 型 SF6 断路器的整体结构为单断口瓷套支柱式，主要包括三个部分：在底部的合金外壳中是电动机储能弹簧操作机构；机构上部是中空的支柱绝缘瓷瓶，绝缘拉杆在其中运动；最上部是开断装置（灭弧室）。电动机储能弹簧操作机构的型号是 BLK222。

断路器根据自动压气原理来工作，压气缸被分为两个部分：一个是自动压气室，另一个是压缩室。当正常工作电流被切断时，SF6 气体被压进压缩室，使其压力升高。当电弧出现时，压缩室中的气体喷出，在电流过零点时将电弧熄灭。当切断短路电流时，由于电弧的加热，在自动压气室中产生所需的熄弧压力。用这种方法可以实现用电弧中的能量来增大 SF6 的压力，从而操作机构不需要额外的能量。合闸时，压气缸向上移动，触点互相接触，压气缸中重新充满气体。LTB245E1 型 SF6 断路器技术规范如表 4-1 所示。

表 4-1　LTB245E1 型 SF6 断路器技术规范

项　　目	数　　值
额定电压（kV）	220
最高工作电压（kV）	252
额定电流（kA）	4
频率（Hz）	50
额定短路断开电流（kA）	40
直流分量	57%
首相开断系数	1.3
额定关合电流（kA）	100
额定热稳定电流 3S（kA）	40
切空载长线电流（A）	165
雷电冲击耐受电压（kV）	1050
工频耐受电压（kV）	460
SF6 气体最高工作气压（＋20℃绝对压力）（MPa）	0.80
SF6 气体额定工作气压（＋20℃绝对压力）（MPa）	0.70
SF6 气体报警工作气压（＋20℃绝对压力）（MPa）	0.62
SF6 气体闭锁工作气压（＋20℃绝对压力）（MPa）	0.60

续表

项 目	数 值
单相 SF6 充气容积（L）	155
合闸时间（ms）	≤8
分闸时间（ms）	17±2
电动机储能时间（s）	≤15
每相主回路阻抗（μΩ）	40～55
操作机构	BLK222
标准操作循环	O-0.3s-CO-3min- CO 或 CO-15s-CO
断路器总质量（kg）	3×917
气体总质量（kg）	3×7
产品符合标准	IEC56

4.1.2 检修项目及检修周期

1．解体检修

LTB245E1 型 SF_6 断路器根据计算断开短路电流次数和短路电流大小的一个公式来决定解体检修的间隔时间。见公式 1。如果所得的数值超过了 20000，则断路器应解体检修。

解体检修对检修人员、场地、设备等技术要求很高，一般企业没有能力进行解体检修。

公式 1： $\sum n\times I^2<20000$

式中 n——断开短路电流次数；

I——短路电流数值（kA，有效值）。

例如：一台断路器，切断短路电流为 30kA 的 10 次，20kA 的 20 次，10kA 的 20 次，问是否应解体检修？

则：$10\times30^2+20\times20^2+20\times10^2=19000<20000$。因此，

不需要解体检修。

2．非解体检修

LTB245E1 型 SF6 断路器，检修项目少，检修周期长，有些设备都是免维护的。除断路器解体检修外，检修项目及检修周期，如表 4-2 所示。

表 4-2 LTB245E1 型 SF6 断路器检修项目及检修周期

检 修 项 目	检 修 周 期	检 修 性 质
断路器本体		
一次接头	运行时	巡检
绝缘套管	每两年一次或根据现场情况需要	小修
金属件、管件及螺栓连接	每 5 年一次	小修
断路器功能试验	每 5 年一次	大修
BLK222 操作机构		
操作机构外壳	根据现场实际情况	小修

续表

检 修 项 目	检 修 周 期	检 修 性 质
拉杆系统	15 年或 5000 次机械合分操作	大修
电动机	15 年或 5000 次机械合分操作	大修
掣子装置	15 年或 5000 次机械合分操作	大修
限位开关	15 年或 5000 次机械合分操作	大修
驱动装置	15 年或 5000 次机械合分操作	大修
加热器	15 年或 5000 次机械合分操作	大修
端子排	15 年或 5000 次机械合分操作	大修
密度监视仪		
SF6 气体压力值	每 1 年一次	小修
闭锁继电器	15 年或 5000 次机械合分操作	大修
SF6 气体		
含水量	每 1 年一次	小修
充 SF6 气体	必要时	小修

4.1.3 检修工艺及质量标准

1．断路器本体

（1）一次接头检修工艺及质量标准，如表 4-3 所示。

表 4-3　一次接头检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
使用红外线测温仪测量断路器每个一次接头，检查有无过热现象	一次接头连接良好，无过热、烧伤现象

（2）绝缘套管检修工艺及质量标准，如表 4-4 所示。

表 4-4　绝缘套管检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
清扫绝缘套管表面，检查有无裂纹及损伤	套管表面清洁，无裂纹

（3）金属件、管件及螺栓连接检修工艺及质量标准，如表 4-5 所示。

表 4-5　金属件、管件及螺栓连接检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
检查腐蚀情况，必要时用防锈剂处理	金属件、管件无锈蚀，螺栓紧固

（4）功能试验检修工艺及质量标准，如表 4-6 所示。

表 4-6　功能试验检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
使用开关测试仪测量每相合闸时间	≤28ms
使用开关测试仪测量每相分闸时间	17±2ms
检查防跳继电器	在额定电压，给持续 30s 的一个合闸脉冲（即当断路器分和合时）下必须能进行一次合分操作，而没有产生“跳跃”
使用大电流电阻测试仪测量每相回路直流电阻。试验电流至少 100A 以上	主回路直流电阻为 40～55μΩ
操作安全性，测量最小动作电压	线圈的合闸时间：＜85%额定值 可变的直流电源系统线圈的分闸时间：＜70%额定值

2．BLK222 电动机储能弹簧操作机构

BLK222 电动机储能弹簧操作机构用于操作内装分闸弹簧的断路器。操作机构在没有安装到断路器上并且没有调整时，绝对不能操作。

操作机构包括一个分闸弹簧和一台在每次合闸操作后自动为合闸弹簧储能的电动机储能装置。一个合闸连锁把储能的合闸弹簧保持在准备为断路器合闸的状态并释放分闸弹簧；一个分闸连锁把已合闸的断路器保持在可立即分闸的状态。

BLK222 型操作机构的检修有以下两点一般性指导。

第一，润滑。操作机构中的滚珠、滚柱和滚针轴承是永久润滑的，所以不需要检修。润滑只限于掣子机构的轴。应在 2000 次操作后润滑。

第二，清洁。需要用真空吸尘器清洁操作机构。

（1）操作机构外壳检修工艺及质量标准，如表 4-7 所示。

表 4-7　操作机构外壳检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
用吸尘器清洁外壳	外壳清洁

（2）拉杆系统检修工艺及质量标准，如表 4-8 所示。

表 4-8　拉杆系统检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
断路器在分闸位置。使用一根直径为 6mm 的直杆检查外臂的矫正孔和机构箱对应的孔。 如果两孔不对直，则旋动花篮螺丝，使它的长度伸长或缩短，直至两孔对直。最后用力矩扳手缩紧螺母 使用力矩扳手检查拉杆系统螺栓的紧固力矩	两孔应对直。缩紧螺母的紧固力矩为 190N・m

（3）储能电动机检修工艺及质量标准，如表 4-9 所示。

表 4-9 储能电动机检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
检查电动机储能时间，如不合格，则更换	最大 15s
更换电动机： 合闸弹簧完全释能。弹簧指示器应在绿区 逆时针转动手柄，合闸臂靠在滚子上 取下操作机构的盖 松开螺丝和电气连接 装配新电动机。用力矩扳手紧固螺丝 重新安装盖	紧固力矩为 9N·m

（4）掣子装置检修工艺及质量标准，如表 4-10 所示。

表 4-10 掣子装置检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
检查和清洁掣子装置的轴。 在 15 年或 2000 次操作后，用润滑剂“M”润滑	轴润滑良好
用塞尺检查磁铁臂与辅助掣子之间的间隙，如果超出 1mm，应整个更换掣子装置	间隙最大 1mm
更换掣子装置： 更换整个分闸掣子或整个合闸掣子。使用力矩扳手紧固	紧固力矩 50N·m

备注：润滑剂“M”——ABB 公司商品号为 11714016-612。

（5）限位开关检修工艺及质量标准，如表 4-11 所示。

表 4-11 限位开关检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
检查限位开关功能	在弹簧拉紧的最终阶段，电动机回路断开前，合闸回路必须接通

（6）驱动装置检修工艺及质量标准，如表 4-12 所示。

表 4-12 驱动装置检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
检查和清洁驱动装置的涡轮表面。在 15 年或 2000 次操作以后，用润滑剂“M”润滑	表面应清洁
将电动机电压调至 93.5V，检查电动机是否能为弹簧储能	在电压为 93.5V 以上，电动机应能为弹簧储能

（7）加热器检修工艺及质量标准，如表 4-13 所示。

表 4-13　加热器检修工艺及质量标准

检修 工 艺	质量标准
每 15 年或 2000 次操作后，用万用表测量电阻值	70W，220V：R=691Ω±10% 140W，220V：R=346Ω±10%

（8）端子排检修工艺及质量标准，如表 4-14 所示。

表 4-14　端子排检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
检查端子有无松动、脱落。使用 1000V 的摇表检查端子排绝缘情况	端子无松动、脱落。绝缘不小于 0.5MΩ

3．密度监视仪

（1）读取数据方法如表 4-15 所示。

表 4-15　读取气体压力方法

检 修 工 艺	质 量 标 准
读取密度监视仪上的气体压力，对比经温度补偿的正确的压力值，如不符合，应使用 SF6 专用充气小车对断路器充 SF6 气体，应使充气的管路无凝露	

（2）经温度补偿的标准气体压力，如表 4-16 所示。

表 4-16　经温度补偿的标准气体压力

充气时的温度	铭牌上标明的充气压力 0.7MPa（绝对压力）			
	表记上的充气压力（绝对压力）		表记上的充气压力（相对压力）	
	MPa	bar	MPa	bar
+40℃	0.75	7.5	0.65	6.5
+30℃	0.72	7.2	0.62	6.2
+20℃	0.70	7.0	0.60	6.0
+10℃	0.66	6.6	0.56	5.6
±0℃	0.63	6.3	0.53	5.3
−10℃	0.61	6.1	0.51	5.1
−20℃	0.58	5.8	0.48	4.8

（3）闭锁继电器检修工艺及质量标准，如表 4-17 所示。

表 4-17　闭锁继电器检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
检查继电器功能	当密度监视仪从有充气压力的断路器柱上取下时，继电器应断开（断路器不使用时，必须如此）

（4）SF6 气体检修工艺及质量标准，如表 4-18 所示。

表 4-18　SF6 气体检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
配合化学检测 SF6 气体含水量	与灭弧室相通的气室： 大修后，150ppm；运行时，300ppm 不与灭弧室相通的气室： 大修后，250ppm；运行时，500ppm
配合化学作 SF6 气体泄漏试验	每个气室年泄漏率不大于 1%

4.2　ELFSP4-1 型 SF6 断路器检修规程

4.2.1　概述

ELFSP4-1 型 SF6 断路器其整体结构为单断口瓷套支柱式，主要由灭弧室、三联箱支柱、连接座、密度监视仪、液压弹簧操作机构、连接腔和直流密封组件等组成。液压操作机构为 AHMA 型，密度监视仪为 ELKWT 型，灭弧室采用变开距结构。

其动作过程为：工作缸内的活塞接收到来自供排油阀的合、分命令后，驱动支柱内的绝缘杆做上下运动，经过三联箱内的连杆机构变换后，使灭弧室内的压气缸、主动触点和弧触点随之运动，实现合闸和分闸。断路器分闸时，压气缸内的气体被压缩后向电弧区喷吹，使电弧冷却和游离，实现灭弧。

型号说明：

E——SF6 气体绝缘；

L——改进型；

F——户外；

SP——燃弧室型号（种类）；

4——断路器结构；

1——燃弧室数量。

ELFSP4-1 型 SF6 断路器技术规范如表 4-19 所示。

表 4-19　ELFSP4-1 型 SF6 断路器技术规范

序　　号	种　　类	数　　值
1	额定电压（kV）	220
2	最高工作电压（kV）	252
3	额定电流（kA）	4
4	额定频率（Hz）	50
5	额定短路开断能力（kA）	40
6	近区故障开断能力（kA）	36
7	额定线路充电电流开断能力（A）	250
8	额定短时耐受电流 kA（4s）	40
9	额定关合能力（峰值）（kA）	100
10	首相开断系数	1.5
11	恢复电压振幅系数（100%，60%，30%，10%）	1.4，1.5，1.5，1.7
12	线路波阻抗（Ω）	450
13	线路振荡幅值系数	1.6
14	合闸时间（ms）	≤60
15	分闸时间（ms）	≤25
16	合闸时极间最大不同时性（ms）	＜5
17	分闸时极间最大不同时性（ms）	＜3
18	20℃SF6 气体的额定压力值（kPa）	700
19	20℃SF6 气体的报警压力值（kPa）	620
20	20℃SF6 气体的闭锁压力值（kPa）	600
21	液压机构的额定压力（kN）	250
22	控制回路额定直流电压（V）	110
23	机械寿命、分合循环（次）	5000
24	每台断路器每年漏气量	1%
25	灭弧室数量	1
26	操作机构	液压弹簧操作机构
27	抗地震能力	0.2（水平加速度）
		0.1（垂直加速度）
28	工作温度（℃）	－30～+40
29	额定工作循环	O－0.35s－CO－3s－CO 或者 CO－15s－CO

4.2.2　检修项目及检修周期

1．解体检修

ELFSP4-1 型 SF6 断路器根据已开断电流次数和电流大小决定解体检修的间隔时间，如表 4-20 所示。如果开断电流次数超过了表 4-20 中的 n 值，则断路器应解体检修。

表 4-20　ELFSP4-1 型 SF6 断路器开断电流次数和电流大小决定解体检修的间隔时间

开断电流 kA	3	5	10	20	25	31.5	10	50	63
开断电流次数 *n*	5000	2000	450	110	65	40	25	18	10

解体检修对检修人员、场地、设备等技术要求高，一般企业没有能力进行解体检修。

2．非解体检修

ELFSP4-1 型 SF6 断路器性能优良，检修项目少，检修周期长，有些设备都是免维护的。除断路器解体检修外，目前企业的检修项目及检修周期如表 4-21 所示。

表 4-21　ELFSP4-1 型 SF6 断路器检修项目及检修周期

检 修 项 目	检 修 周 期	所 属 范 畴
断路器本体		
一次接头	运行时	巡检
绝缘套管	每两年一次或根据现场情况需要	小修
金属件、管件及螺栓连接	每 5 年一次	小修
断路器功能试验	每 5 年一次	大修
AHMA 操作机构		
分合闸机械指示器	运行时	巡检
机构罩	每 1 年一次	小修
油位	每 1 年一次	小修
储能弹簧	每 5 年一次	大修
油泵马达	每 5 年一次	大修
端子排	每 5 年一次	大修
加热器	每 5 年一次	大修
辅助开关	每 5 年一次	大修
液压系统密封度	每 5 年一次	大修
ELKWT 型密度监视仪		
SF6 气体压力值	每 1 年一次	小修
SF6 气体		
含水量	每 1 年一次	小修
充 SF6 气体	必要时	小修

4.2.3　检修工艺及质量标准

1．断路器本体

（1）一次接头检修工艺及质量标准，如表 4-22 所示。

表 4-22　一次接头检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
使用红外线测温仪测量断路器每个一次接头，检查有无过热现象	一次接头连接良好，无过热、烧伤现象

（2）绝缘套管检修工艺及质量标准，如表 4-23 所示。

表 4-23　绝缘套管检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
清扫绝缘套管表面，检查有无裂纹及损伤	套管表面清洁，无裂纹

（3）金属件、管件及螺栓连接检修工艺及质量标准，如表 4-24 所示。

表 4-24　金属件、管件及螺栓连接检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
检查腐蚀情况，必要时用防锈剂处理	金属件、管件无锈蚀。螺栓紧固

（4）功能试验检修工艺及质量标准，如表 4-25 所示。

表 4-25　功能试验检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
使用开关测试仪测量每相合闸时间	≤60ms
使用开关测试仪测量每相分闸时间	≤25ms
使用开关测试仪测量合闸时极间最大不同时性	≤5ms
使用开关测试仪测量分闸时极间最大不同时性	≤3ms
检查防跳跃特性，按以下步骤： （1）断路器处于分闸位置 （2）在端子 6 上施加并保持一个控制电压，发出一个“分闸”指令 （3）在端子 2 上施加并保持一个控制电压，发出一个“合闸”指令	这时，断路器只应完成一个合—分动作（C-O），即防跳跃特性可防止出现合—分—合（C-O-C）的动作

2．AHMA 型液压弹簧操作机构

操作机构所有液压部分都集中于高压仓内，各元件围绕着高压仓的主轴分布排列。控制电缆通过端子排引进。辅助开关机械连接于活塞杆上。开关所处位置由一个大型机械连动指示器指出。机构外壳由防风雨型塑料制成，且被制成两个半圆壳体，松开几个螺丝后就可随意移开。由于高度的集中设计，液压装置的结构非常紧凑，此液压弹簧装置无液压管道的连接。技术数据，如表 4-26 所示。

表 4-26　操作机构技术数据

种　　类	数　　据
额定油压（kN）	250
最低合闸油压（kN）	228（闭锁值）
最低分闸油压（kN）	214（闭锁值）
安全阀动作压力 kN	257
油泵电动机电压（V）	110（直流）
油泵功率（W）	660
分合闸线圈额定电压（V）	110（直流）
分合闸线圈额定电流（A）	合 27，分 71
加热器功率（W）	270（220V，50Hz）
分合闸线圈电阻值（Ω）	

AHMA 型液压弹簧操作机构几乎可以免于维修。它的检修有以下几点一般性指导：

清洁——液压系统对清洁的程度要求非常严格，所有液压元件必须保持绝对清洁。这是防止故障的先决条件，也是断路器无事故运行的先决条件。弹簧上涂有防腐材料，不得将其擦掉，也不得用溶剂处理。

润滑——机构内的所有运动部件，有的浸于油中，有的已作永久润滑，所以不需要加任何润滑剂。

密封件——在有故障时，可在现场进行一些简单的修理，如果修理工作需要拆下密封件圈时，必须更换新的密封圈。只能用清洁的密封件。

（1）机构罩检修工艺及质量标准，如表 4-27 所示。

表 4-27　机构罩检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
清扫机构罩，检查机构罩有无脱落，螺栓是否紧固	机构罩清洁，螺栓紧固

（2）分合闸机械指示器检修工艺及质量标准，如表 4-28 所示。

表 4-28　分合闸机械指示器检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
检查合分闸机械指示器是否良好	分合闸实际位置应与机械指示器相符合

（3）油位检修工艺及质量标准，如表 4-29 所示。

表 4-29　油位检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
检查油位是否正常。如果油位不正常，检查失油原因，并补充液压油	正常运行时（弹簧储能，断路器处于合闸或分闸状态），油位应处于油位指示器中间位置

（4）储能弹簧检修工艺及质量标准，如表 4-30 所示。

表 4-30　储能弹簧检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
目测弹簧指示器的位置	应处在中间位置
用游标卡尺测量最底部一只弹簧边缘部位与机构底部固定部位的距离 *A*	合闸时，*A*=15mm 分闸时，*A*=25mm

（5）油泵一天启动几次是正常现象，即使断路器不在运行状态下，每天启动 10 次也是正常现象。为防止马达过热，每次启动都要间隔一段时间。油泵马达检修工艺及质量标准，如表 4-31 所示。

表 4-31　油泵马达检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
检查碳刷磨损程度。使用游标卡尺测量。当碳刷磨损到长度小于 11mm 时，应予以更换	碳刷长度大于 11mm
检查整流子表面。必要时应清洗整流子面	应清洁

（6）端子排检修工艺及质量标准，如表 4-32 所示。

表 4-32　端子排检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
检查端子有无松动、脱落。使用 1000V 摇表检查端子排绝缘情况	端子无松动、脱落。二次回路绝缘不小于 0.5MΩ

（7）加热器检修工艺及质量标准，如表 4-33 所示。

表 4-33　加热器检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
通电检查加热器是否正常工作。如需要更换，拆下底版，更换电阻即可	加热器功能正常

（8）辅助开关检修工艺及质量标准，如表 4-34 所示。

表 4-34　辅助开关检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
使用万用表检查接点导通是否良好，检查接点有无脱落、变形	接点导通良好

（9）液压系统密封度检修工艺及质量标准，如表 4-35 所示。

表 4-35　液压系统密封度检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
检查操作机构的密封件有无出现变大、裂缝、漏油现象。微小的漏油（密封件微湿）属正常现象。如果漏油严重，必须更换新的密封圈。 使用浸过干净液压油的无绒布做清洁工作，决不能使用任何研磨材料（即使是很细的纱布）来擦洗	密封件有韧性，无裂纹，无漏油现象。新更换的密封圈应良好，清洁

3．ELKWT 型密度监视仪

密度监视仪是用来监视气体密度的，当气体密度下降到低于如表 4-37 和表 4-38 所示中整定值时，相互独立的微动开关接点闭合，设备里的 SF6 气体被监测到的密度将同一个闭合空间内的相同气体的密度进行比较，如不符合，应使用 SF6 专用充气小车对断路器充 SF6 气体，如表 4-36 所示。

密度监视仪非常精细，企业没有技术能力调试。如果发现有任何问题，都应送回制造厂检修。

表 4-36　ELKWT 型密度监视仪检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
读取密度监视仪上的气体压力值，对比经温度补偿的正确的气体压力值，如不符合，应使用 SF6 专用充气小车对断路器充 SF6 气体，应使充气的管路无凝露	经温度补偿的正确的额定压力值、报警压力值、闭锁压力值参照表 4-37 和表 4-38

表 4-37　ELFSP4-1 型 SF6 断路器气体压力整定值（*a*）

kpa	*T*℃											
	−30	−20	−10	0	10	20	30	40	50	60	70	80
P_1	500	580	610	640	670	700	730	760	790	820	850	880
P_2	490	520	540	570	590	650	650	670	700	730	750	770
P_3	470	500	530	550	580	600	630	650	680	700	720	750

表 4-38　ELFSP4-1 型 SF6 断路器气体压力整定值（*b*）

bar	*T*℃											
	−30	−20	−10	0	10	20	30	40	50	60	70	80
P_1	5.0	5.8	6.1	6.4	6.7	7.0	7.3	7.6	7.9	8.2	8.5	8.8
P_2	4.9	5.2	5.4	5.7	5.9	6.2	6.5	6.7	7.0	7.3	7.5	7.7
P_3	4.7	5.0	5.3	5.5	5.8	6.0	6.3	6.5	6.8	7.0	7.2	7.5

P_1——额定气体压力；

P_2——报警气体压力（信号“绝缘气体补充”）；

P_3——闭锁气体压力（信号“开操作闭锁”）；

单位换算：100kPa≈1bar

SF6 气体检修工艺及质量标准，如表 4-39 所示。

表 4-39 SF6 气体检修工艺及质量标准

检 修 工 艺	质 量 标 准
（1）配合化学检测 SF6 气体含水量	与灭弧室相通的气室： 大修后，150ppm；运行时，300ppm 不与灭弧室相通的气室： 大修后，250ppm；运行时，500ppm
（2）配合化学作 SF6 气体泄漏试验	每个气室年泄漏率不大于 1%

4.3 HPL245B1 型 SF6 断路器检修规程

高压断路器 HPL245B1，用于进线的断路器装有一个 BLGl002A 型双驱动电动机的三相操作机构；用于线路的断路器装有三个 BLGl002A 型单驱电动机的单相操作机构。断路器有三个分立的极柱，每个断路器极柱由三个主要部分组成。每个极柱都装有密度监视器来监视压力（经温度补偿后的压力）。HPL 型断路器用 BLG 型电动机储能的弹簧操作机构操作。操作机构经拉杆和断路器柱的机械系统相连。

4.3.1 设备技术规范

设备技术规范如表 4-40 所示。

表 4-40 设备技术规范

序 号	种 类	数 值
1	额定电压（kV）	220
2	最高工作电压（kV）	252
3	额定电流（kA）	4
4	额定频率（Hz）	50
5	额定短路开断能力（kA）	50
6	雷电冲击耐受电压(kV)	1050
7	切空载长线电流（A）	125（变压器）/165（线路）
8	额定热稳定电流 kA（3S）	50
9	额定关合电流（kA）	150
10	首相开断系数	1.5
11	工频耐受电压（kV）	460
12	SF6 气体绝对压力（20℃）	
13	最高工作气压（ MPa）	1.0（变压器）/0.8（线路）

续表

序　　号	种　　类	数　　值
14	额定气压（MPa）	0.7 （变压器）/0.5（线路）
15	报警气压（MPa）	0.62（变压器）/0.45（线路）
16	闭锁气压（MPa）	0.60（变压器）/0.43（线路）
17	单相 SF6 充气容积（L）	200
18	正常的操作循环	分闸—0.3s—合闸分闸—3min—合闸分闸（根据 IEC 标准）或合闸分闸—15s—合闸分闸（根据 ANS，标准）
19	BLG1002A 型弹簧操作机构标准操作循环	O—0.3s—CO—3min—CO（分—0.3 秒—合分—3 分钟—合分）

4.3.2　断路器的检修与维护

由于设计原理的先进性和结构上的特殊性，决定了该断路器的检修与维护也有不同于其他类型的断路器之处，不必像少油断路器那样需要定期大修，而且检修、维护周期长，完全可以采用目前国内较为推崇的状态检修，主要分为周期性检修、断路器预防性维护、操作机构预防性维护和故障检修。

周期性检修必须按规定周期进行。

故障检修与发现的故障有关。本规程中所说的故障检修包括更换有缺陷的部件。如果用户试图修理有缺陷的部件，往往需要用到一些专业知识，这些专业知识在本规程中没有涉及。设备必须根据规定的标准（如在进行了一定的操作次数之后）进行大修，设备的大修必须委托给有 ABB 授权的维修人员或者有 ABB 授权的维修人员现场指导。

在断路器上进行工作可能引起瓷套机械损坏，由于瓷套破碎可能引起爆炸，因此应先将压力降低到 0.125MPa（绝对压力）。

打开灭弧单元需要专门的说明书并且只能由经过培训和授权的人员进行。

若遵守了建议的检查周期，且进行了适当的检测，HPL 型断路器的运行寿命将超过 30 年或 10000 次机械操作。

1．检查周期

主要检查点和推荐的检查周期如表 4-41 所示。在有腐蚀性或受污染的空气中和相对湿度较高的地区，检查周期应减半。规定的检查周期应作为实际检查周期的指导值，实际检查周期应根据当地条件延长或缩短。

表 4-41　断路器检查周期

维护检查形式	检 查 周 期	说　　明	断路器在维护期间的状态	资 格 要 求
A　目视检查	1～2 年		①	①
B　预防性维护 线路断路器 变压器断路器 不同期 同期	15 年或$\Sigma n\times I^{1.8}$=20000 15 年或$\Sigma n\times I^{1.8}$=20000 2500 次电气操作 5000 次电气操作	（1） （2）	②	②
C　大修	30 年以后或 10000 次操作 或$\Sigma n\times I^{1.8}$=20000		③	②

（1）操作=合—分操作

机械操作=机械合—分操作

电气操作=带电气负荷的合—分操作

$\sum n \times I^{1.8}$=20000=总短路开断次数×短路电流的 1.8 次方=20000=触点运行寿命的限制

（2）每 5 年或根据用户的惯例进行操作试验

断路器在维护期间的状态：

① 断路器在运行中；

② 合闸弹簧未储能，断路器分闸，断开并接地，断路器柱拆下并运进室内；

③ 合闸弹簧未储能，断路器分闸，断开并接地，包括操作机构的整个断路器运至车间。

资格要求：

① 经特殊培训的变电站人员；

② 经 ABB 授权进行组装、调试和维护工作的人员。

2．预防性维护

将预防性维护分为 A、B、C 三类。

（1）维护分类 A，如表 4-42 所示。

表 4-42　维护分类 A

拟进行的检查	检 查 周 期	措施 / 说明 / 工具
目测检查	1～2 年	检查外部清洁度，加热器功能，气体压力阀和排放孔。不需特殊工具

（2）维护分类 B，如表 4-43 所示。

表 4-43　维护分类 B

拟进行的检查	检 查 周 期	措施 / 说明 / 工具
铭牌	和下述的测量相结合	记录序列号
操作计数器	和下述的测量相结合	记录操作次数
绝缘套管 （1）目视检查清扫 （2）超声波试验	15 年或 5000 次机械合—分操作，或　由于气候条件需要时 30 年或 10000 次机械合—分操作	冲洗和擦拭以清洁绝缘子 检查螺栓/螺母 冲洗设备、干布、力矩扳手 力矩应按上述断路器的组装说明 用超声波检查有无裂纹 超声波试验设备
SF6 气体 （1）充 SF6 气体 （2）断路器在正常气体压力下的露点	必要时 充气后 2～4 周，运行 15 年或 5000 次机械合—分操作	SF6 充气设备 参见断路器安装指南 取下密度监视器并接上露点测量设备 露点最高-5℃

续表

拟进行的检查	检 查 周 期	措施／说明／工具
铭牌	和下述的测量相结合	记录序列号
操作计数器	和下述的测量相结合	记录操作次数
主电流回路 （1）操作频率<每年100次操作 （2）操作频率>每年100次操作 （小电流，小电容电流）	15年 6年或非同步的2500次电气操作 同步：5000次电气操作	检查主回路电阻，电桥法，试验电流至少200A 检查主回路电阻，电桥法，试验电流至少200A 电阻值按照断路器组装说明的工作参数一章确定，对小电流（≤400A）的频繁操作，允许较高的值 允许的电阻值计算： R=R_n[I_n/I]1.65 R=允许的电阻增大值 R_n=工作参数中规定的最大电阻值 I_n=铭牌规定的额定电流值 I=计算最大电阻时的电流
热影像测量	6年或25000次机械合—分操作	检查断路器外部部件的温度增加 热影像照相机 应考虑测量期间负荷电流和测量前3～4小时的负荷电流剧烈变化
触点和开断装置	线路和变压器断路器 15年或10000次机械合—分操作 $\Sigma n\times I^{1.8}$=20000 非同步：2500次操作 同步的：5000次操作	抽去气体，断路器打开和瓷套吊开，才有可能检查触点和压气缸的PTFE元件 另一种情况是只能取下上盖用一个光纤孔径仪检查 在$\Sigma n\times I^{1.8}$=20000时，触点和PTFE部件必须更换 当断路器已达到运行30年或10000次合—分操作时，断路器和操作机构都必须大修，见“维护分类C”
机构 分闸位置	15年或5000次机械合—分操作	检查外臂和机构箱的参照孔
动作时间 （1）固有分闸时间 （2）合闸时间 （3）合—分时间		用电子计时计测量 标称动作值
预插入时间		用断路器的试验设备测量时间
操作的可用性 （1）拉杆系统 （2）操作安全性 （3）防跳继电器	15年或5000次机械合—分操作 15年或5000次机械合—分操作 15年或5000次机械合—分操作	检查拉杆系统的螺栓的紧固力矩 力矩扳手：36mm 力矩：见断路器的组装说明 测量最小动作电压 线圈的合闸时间：<85%标称值 可变的直流电源系统。 线圈的分闸时间：<70%标称值 在额定电压下，持续30s的一个合闸脉冲没有“跳跃”（即当断路器重复分与合）的情况下必须能进行一次合—分操作 应测量继电器的最低动作值

续表

拟进行的检查	检 查 周 期	措施 / 说明 / 工具
铭牌	和下述的测量相结合	记录序列号
操作计数器	和下述的测量相结合	记录操作次数
电动机电流	15 年或 5000 次机械合—分操作	电动机电流应在储能行程末端进行。最大储能时间为 20s 电动机必须在至少 85%的标称电压下能够为弹簧储能（IEC 标准）
缓冲器	15 年或 5000 次机械合—分操作	检查油位或操作期间的阻尼记录 油位可通过取出缓冲器检查或用超声试验检查 油位和容积在操作机构的产品说明中进行了规定 阻尼可在操作期间用断路器分析仪记录。它的传感器接到断路器机构（分闸缓冲器）的操作臂和操作机构的操作轴上（合闸缓冲器） 在操作期间进行记录只能由专门培训的人员进行
掣子机构	15 年或 5000 次机械合—分操作	装配的目视检查 见有关装配掣子—机构间隙的手册 1HSB515 432-1
限位开关	15 年或 5000 次机械合—分操作	在弹簧组拉紧的最终阶段，电动机回路断开前合闸回路必须接通
机械联锁	15 年或 5000 次机械合—分操作	联锁臂必须从联锁盘的圆周外侧提起 3.5mm 当联锁臂与凸轮盘处于同一水平时，合闸回路仍然必须接通。见手册 1HSB515432-1
加热器元件	15 年或 5000 次机械合—分操作	电阻测量 （1）70W，220V：R=691Ω±10% （2）2×140W，220V：R=173Ω±10% 检查电压故障的信号（是否有信号）
端子排	15 年或 5000 次机械合—分操作	检查螺丝和线夹
电动机启动器	15 年或 5000 次机械合—分操作	检查电压故障的信号（是否有信号）
SF6 气体的密封——密度继电器	15 年或 5000 次机械合—分操作	检查压力传感器和密度继电器的信号/开断接点。用空气或氮气给密度继电器加压，慢慢降低压力并读取压力读数。如果没有安装带压力表的密度继电器，必须用单独的压力表记录压力。检查期间最低允许的电压是 30V。与充气压力的最大偏差(20 时)： （1）压力表：−0.02/+0.05MPa （2）密度继电器：±0.015 MPa 信号和闭锁压力之间的差：>0.01 MPa
闭锁继电器	15 年或 5000 次机械合—分操作	当密度继电器从充有充气压力的一相断路器上取下时，继电器应断开（断路器退出运行时必须执行）
腐蚀	15 年或 5000 次机械合—分操作	外部目视检查。必要时，用防锈剂处理
润滑	15 年或 5000 次机械合—分操作	操作机构驱动装置的润滑，润滑脂“M”。见润滑剂 1HSB445409-1
操作试验	5 年或根据用户惯例	如果可能，操作试验与操作时间的测量结合进行（包括合—分时间）

（3）维护分类 C，如表 4-44 所示。

表 4-44　维护分类 C

拟进行的检查	检 查 周 期	措施/工具/说明
大修	30 年或 10000 次机械合一分操作	拆下各相断路器和机构，装新触点和 PTFE 元件 更换其他磨损的部件 如果断路器和操作机构超过 10000 次操作时进行大修，原则上，所有可动部件均应更换 如果断路器和操作机构超过 2000 次操作时进行大修，原则上，某些磨损的部件应更换

3．润滑

作为带操作机构的 HPL 型和 LTB 型断路器选择润滑剂和油，下面给出应用范围、商标和供应商的说明，如表 4-45、表 4-46 和表 4-47 所示。当接触润滑脂和油时，必须带防护手套，穿长袖工作服和戴护目镜。

（1）油。

① 油：“A”。用于操作机构和断路器的精密部件润滑，使用稀薄的、完全合成的润滑油。也用于那些不能拆开的，不能使用“G”润滑脂润滑的轴承在某些操作以后的润滑，如连接装置，连接机构。

在 40℃时的黏度是 62～65cSt。

最低流动点温度：-52℃。

② 油：“D”。低黏度，在 20℃时的黏度是 6.0 cSt，断路器油。

③ 油“S”。用于重负载 BLG 操作机构的缓冲器的硅油。只有在盖上冲有字母“S”的缓冲器才使用这种油。

表 4-45　润滑油

供 货 商	油　“A”	油　“D”	油　“S”
ABB 商品号	1171　2039-1	1171 3011-102	1173　7011-106
ABB 备件号	1HSB875318-A	1HSB875318-B	1HSB875318-C
MOBIL	MOBIL　1（481127） 5W-30	断路器油 Univolt42（44）	
CASTROL	FORMULA RS 5W-50		
SHELL(壳牌)	TMO 合成 5W-30	NYSWITCHO 3 NYSWITCHO 3X	DC 200 Flluid 200 CS
OK	超级合成 4 W-40	断路器油 A65 Kälte-Schalteroel X	

（2）润滑脂。

① 润滑脂“G”。用于所有形式轴承、齿轮和涡轮及气吹断路器阀的低温润滑脂。也用于润滑密封圈和 HPL 型断路器的缝隙锈蚀保护。

② 润滑脂“K”。Molykote 润滑脂用于齿轮箱和地震阻尼器中的销钉的润滑。

③ 润滑脂“N”。用于润滑 SF6 断路器的动触点和压气缸。润滑脂应在触点的滑动面施加很薄的一层。

④ 润滑脂“L”。特别适用于润滑精密部件的低温润滑脂，如在严寒条件工作的操作机构的掣子部分的润滑。

⑤ 润滑脂“M”。用于涡轮和正齿轮和其他机械元件长期和永久润滑的低温润滑脂。防止磨损和腐蚀。

⑥ 润滑脂“P”。用于断路器内部的固定触点表面的凡士林。

⑦ 润滑脂“S”。用于润滑 EPDM-O 形圈和作为 ED 型断路器的缝隙锈蚀保护及润滑 LTB 型和 HPL 型断路器转动。

轴的密封件的氟-硅润滑脂。

⑧ 润滑脂“SV”。用于润滑动触点（分闸触点），镀银触点和户外固定接头的涂刷铝表面。

表 4-46　润滑脂（1）

供　货　商	润 滑 脂 “G”	润 滑 脂 “K”	润 滑 脂 “N”	润 滑 脂 “L”
ABB 商品号	1171 4014-407	1263 0011-102	1171 4016-607	1171 4016-606
ABB 备件号	5316 381-A	5316 381-M	5316 381-L	5316 381-H
ASEOLAG				AWEOL SYLITEA 4-018
Dow Corning		G-rapid plus		
GULF（海湾）	718EP 合成润滑脂			
MOBIL	Mibil 润滑脂 28			
Montefluos S.P.A			Fomblin OT 20	
SHELL（壳牌）	航空壳牌润滑脂 223			

表 4-47　润滑脂（2）

供　货　商	润 滑 脂 “M”	润 滑 脂 “P”	润 滑 脂 “S”	润 滑 脂 “SV”
ABB 商品号	1171 4016-612	1171 5011-102	1171 4014-406	1171 4016-610
ABB 备件号	5316 381-J	5316 381-N	5316 381-G	5316 381-C
Klűber	Lsoflex　Topas NB 52			
Dow Corning			FS-3451 No.2	
Fluortech　AB			TP55	
SHELL（壳牌）		壳牌凡士林 8401		
Statoil				电器润滑脂

4.4 3AF 型真空断路器检修规程

4.4.1 真空断路器主要规范

	3AF1167-3E A40-3EA2	3AF1166-3E A40-3EA2	3AF1162-3E A40-3EA2
额定电压	7.2kV	7.2kV	7.2kV
额定电流	3150A	2500A	1250A
雷电冲击电压	60kV	60kV	60kV
额定开断电流	40kA	40kA	40kA
频　　率	50Hz	50Hz	50Hz
操作机构电压	分闸：直流 110V 合闸：直流 110V	分闸：直流 110V 合闸：直流 110V	分闸：直流 110V 合闸：直流 110V
环境温度	−20～40℃	−20～40℃	−20～40℃
环境湿度	≤70%	≤70%	≤70%
重　　量	135kg	135kg	135kg
自动重合闸	分−0.3s−合分−15s−合分−15s−合分−15s−合分		
合闸时间	75ms	75ms	75ms
分闸时间	60/40ms	60/40ms	60/40ms
弹簧储能时间（电动）	15s	15s	15s
燃弧时间	<15ms	<15ms	<15ms
断开时间	75/55ms	75/55ms	75/55ms

4.4.2 断路器结构介绍

（1）西门子 3AF 型真空断路器是为初级配电系统的开关工作而设计的。断路器运行可靠，维修方便、简单、寿命长，而且体积小、重量轻、操作无噪声、只有轻微振荡、不受温度影响、有火警报警装置，这些特点都能使断路器在环境恶劣的条件下安装使用。

（2）真空断路器安装在手车上，每一个电极都带一个真空断流器（即真空灭弧室），三个电极安装在普通机构外壳上，弹簧储能机构靠电动或手动启动，操作机构为弹簧储能机构。

（3）真空断路器的每一个断路器电极都靠两个铸塑树脂绝缘子安装在机构外壳的后侧，按照绝缘介质的要求，还安装有相间屏蔽。

（4）真空断路器通过它的端子支柱刚性固定在端角铁和支架上，断流器的下部靠极支架上的中心环来抵抗侧向力。由于开关操作引起的外部力和接触应力都由支柱抵抗。

（5） 靠端子夹和活动杆与下端相连的电流通路装配件由上端子弯板极支架、静接点和动触点组成。

（6）断流器的动触点在波导管中活动，金属波纹管，跟踪触点的轨迹，并密封断流器以抵抗周围大气的侵蚀。

（7）脱扣器是将弱电或机械控制脉冲转换为大功率的机械工作脉冲。它主要用于使高压线路断路器和载荷分断开关脱扣，脱扣器主要有分励脱扣器、欠压脱扣器、CT 操作动作的脱扣器（间接过流脱扣器）也用作机械储能装置。如果辅助电源电压下降过低或一起下降，那么与欠压脱扣器相连的闭锁可防止断路器合闸，它也能作为合闸操作的电磁连锁元件。

（8）断路开关是由与报警线路中的辅助开关的脉冲触点串联的两个位置开关组成，当断路器分闸时，断路开关中断分闸信号。

（9）电动机操作机构：电动机固定在储能机构上，储能机构和电动机构均不需要任何维护。

（10）辅助开关靠断路器手柄启动，它用于控制辅助电路。

（11）操作机构：操作机构是由电动机构、两个脱扣器、一个闭锁、一个断路开关、一个工作计数器、一个位置开关（合闸弹簧储能信号）、电气就地分合闸操作和一个 24 极辅助开关来完成工作的。

4.4.3 断路器工作原理

1．储能

储能手柄装在储能机构中，但与储能机构不是机械地耦合，而是在一端安装曲柄，在另一端凸轮和连杆连在一起，当储能机构靠手动或电动机启动时，法兰旋转直到驱动器安放在凸轮圆盘的部件上。这样，储能手柄跟着运行。曲柄给合闸弹簧储能，当合闸弹簧完全拉紧时，曲柄通过控制连杆启动“合闸弹簧储能”显示器的连接器，并且也限制开关而中断电动机电源。同时，储能手柄另一端的连杆通过锁定装置安全锁定，当合闸弹簧储能后，凸轮圆盘随后停滞，也就是进到合闸位置。

2．合闸

如果断路器就地合闸，则合闸弹簧靠接下“合”按钮释放能量，在遥控的情况下，合闸线圈不锁定合闸弹簧。

当合闸弹簧放松时，储能手柄靠曲柄旋转，储能手柄另一端的凸轮圆盘启动驱动连杆。断路器手柄通过耦合棒靠连杆旋转。同时，装在手柄上的连杆和操作断路器极上的三个绝缘耦合件，连杆把合—分显示器变换到“1”位置，在合闸期间，连杆给分闸弹簧储能，断路器靠带棘爪滚轮和棘爪的连杆锁在合闸位置。连杆通过连接器起辅助开关作用。储能手柄上的曲柄靠作用控制连杆来移动连接器。“合闸弹簧储能”显示消失，在电动机操作的情况下，位置开关操纵控制电源，致使合闸弹簧马上再储能，手动机构的合闸弹簧也马上再储能。

3．分闸

如果断路器就地分闸，则弹簧靠按下“分”按钮释放能量。在遥控的情况下，分闸线圈 Y1 不锁定分闸弹簧。

分闸弹簧通过连杆旋转断路器手柄，次序与合闸情况相似。

4．快速自动重合闸

当断路器合闸时，合闸弹簧靠电动机操作机构自动再储能以后，操作机构按照快速自动重

合闸的要求能完成“分—合—分”工作循环。

手动操作时，合闸弹簧必须另行再储能。

4.4.4 断路器的检修

1．概述

西门子 3AF 型真空断路器维修概率最少，实际上只有属于正常磨损和年久老化的部件才需要维修，以保证完全可靠地工作。

检修工作必须完成的期限和所涉及的工作量，取决于短路分断电流的次数，断路器操作次数和实际维修时间。

2．检修程序及基本原则

（1）真空断路需一年进行一次全面的整体检查，外部绝缘件需用抹布擦净，如果断路器所处的环境比较恶劣（灰尘、油污较多），则需要适当增加检查的次数（每年两次或三次）。

（2） 断路器操作机构在每 10 年或在 10000 次分—合操作后需加油润滑。

在开始检修工作以前，真空断路器需被分离，短路和接地，断开辅助电源必须靠手动分开和合上断路器，直到分闸和合闸弹簧放完能量之后才能开始检修工作。

拆掉操作机构外盖，用润滑剂对操作机构进行润滑，在加油前需用清洁剂处理，未被紧固件（也就是铰接件）需轻轻移动并反复地让油渗入，全部润滑完毕后，应当对断路器分—合操作几次。

（3）真空断流器（即真空灭弧室）在正常条件下不必维修，最大允许接触磨损是 3mm，真空断流器在 30000 次机械操作后或触点有最大数量腐蚀时（＞3mm）必须进行更换，更换断流器时按照安装说明书进行。

（4）真空断流器检查接触腐蚀及磨损。真空断流器为了检查方便，必须从前面看得见（不用拆卸）真空断流器上的白色记号，当触点接触时（合闸状态下）只要能看见白色记号，接触磨损就在允许的限度内。

（5）真空断流器检查真空度。当断路器投入使用前，或由于机械损伤而怀疑漏气时，则按以下步骤检查真空度。

① 检查工作前，必须使断流器处于分闸状态，并从连接器上卸下绝缘耦合件。

② 外界大气压力将迫使密封断流器的动触点进到“合”位置。当连接器靠手动移动到“分”位置时，要克服相应的合闸力，当连接器脱手时，它必须回到“合”位置，并且必须能听到合闸声音，这样说明真空断流器是完好无损的。

③ 检查真空度完毕后，必须重新把连接器装在绝缘耦合件上。

3．真空断路器的大修项目

（1）手车开关本体清扫外观检查。

① 用抹布擦拭开关面板、支持瓷件、避雷器消弧室外壳，脏污严重的地方可用汽油或酒精擦洗，清洁后应干净、清洁、无油污。

② 检查六个插入式一次触点。

③ 用汽油或酒精将触指上旧凡士林膏清洗干净。

④ 使样板检查触指嘴，应无变形，使样板卡式触点与样板间无间隙，有弹性，附属垫圈有弹性。

⑤ 触指上有弹簧垫的，不好的应更换。

⑥ 在触指上均匀涂上一层凡士林油膏。

（2）拆下开关面板，放至合适位置，检查操作机构。

① 拆除机构箱小面板，用吸尘器将机构箱内清洁干净。

② 用抹布轻擦机构箱内各部件。

③ 用毛刷将机构箱内所有端子排、继电器清扫干净。

④ 检查机构箱内端子排及各辅助开关接线端子，线头有无松动，辅助开关接点是否良好，转换是否正确可靠。

⑤ 检查储能电动机及分、合闸线圈是否良好，分、合闸线圈直流电阻在 125Ω 左右。

⑥ 用润滑剂对轴泵铰链及转动部位进行润滑和保护处理。

⑦ 检查分合闸缓冲器机械脱扣装置是否良好，有无明显的机械损坏现象。

（3）用万用表和试灯对照开关手车二次接线图，对手车内二次回路进行检查，将手车开关处于合闸状态，在二次插头上测其电阻应≤300Ω。

二次接线应正确可靠，对必要部位应进行全面校紧，二次回路测绝缘≥1MΩ（1000V 摇表）。

（4）手车开关的测量与调整。

① 手车开关行程的测量。在断路器灭弧室下侧找一基准点，测量开关分闸位置与合闸位置下导电杆与拐臂连接轴销距离之差，即可测出手车开关的行程标准：3150A 为 11±1mm、1250A 为 6±1mm、2500A 为 6±1mm。

② 手车开关超程测量。在手车开关上、下出线端接上试灯，用专用把手手动合闸，测量试灯刚亮直到合闸到底时，绝缘拉杆弹簧的压缩行程即为其超程标准：8±2mm。

③ 若行程不合格，可根据实际情况调整绝缘拉杆长度，但超程也应改变，须综合考虑，接头螺纹连接长度不得小于 10mm，调整后应紧固平垫及弹簧垫，开口销应开口。

④ 电动快速分、合闸，校验所测行程数据是否有改变。

（5）电气试验项目。

① 测量手车开关电气回路电阻。用直流双臂电桥按要求测量三相直流电阻值，对不合格的直流电阻值应针对该相某些必要部位进行校紧和紧固，直流电阻标准：≤25μΩ。

② 开关检修后绝缘试验，开关同期性试验，手车开关分、合闸时间的测量。由工作负责人员联系高压试验班配合进行试验，对不符合要求的试验值应针对手车开关进行必要的处理。

③ 手车开关低电压分、合闸试验。按手车开关二次接线图接好试验装置（分、合闸盘及直流调压器等），按下列要求进行分合闸低电压试验。a．分、合闸动作电压在额定电压的 30%以下时分合闸铁芯不应有动作，若不合格应进行必要的调整；b．分、合闸动作电压在额定电压的 30%～60%应可靠分合闸，若不合格应进行必要的调整；c．将合闸线圈通以 80%的额定电压，进行分、合闸 2～5 次，动作正常；d．动作电压试验后，应以额定电压连续分、合闸 10 次。其分、合闸线圈温度不超过 65℃，开关及操作机构应动作正常；e．运行远方分合闸试验。将手车开关推至开关柜内试验位置，并联系运行人员进行远方分、合闸操作试验，开关及操作机构应动作正常。

（6）上述工作完成后， 紧固触指接线板，紧固螺栓；检查断路器机构及开关本体上所有螺栓是否有松动，销子是否完好可靠；清理机构箱内卫生，检查无遗留物件；全面恢复手车开关机构箱面板及开关面板，全面检查手车开关各部件；清理检修现场卫生。

4．真空断路器的小修项目

（1）用吸尘器和抹布全面清理手车开关本体内各部件，脏污比较严重的部件应用毛刷蘸酒精或汽油清洗干净，并对手车开关各部螺栓全面校紧。

（2）检查一次插头是否有发热现象，用汽油或酒精清洗后均匀涂上一层导电膏。

（3）检查手车开关操作机构各连板有无变形及松动，开口销是否齐全完整，各转动部分、铰接点、轴承应加油润滑。

（4）检查支持绝缘子是否有松动及裂纹现象，必要时进行更换。

（5）检查手车开关及机械联锁的动作情况。

（6）检查传动系统、合闸电机、分合闸线圈动作情况，必要部位加润滑油润滑。

（7）用万用表校核手车开关内二次接线情况，线头无松动，辅助开关接点良好，转换正确可靠。

（8）按前面所述方法观察真空灭弧室触点的磨损情况，必要时应进行更换。

（9）检查真空灭弧室真空度，当真空达不到要求时应进行更换。

（10）手车开关在试验位置分、合闸动作正常，合闸电动机储能良好。

（11）应结合母线停电，检查开关动、静触点接触情况，接触电阻不大于 70μΩ（即不大于厂家要求的 1.5 倍）。

4.5　3AH 真空断路器检修规程

4.5.1　真空断路器主要规范

	3AH3115-2	3AH3115-4	
额定电压	12kV	12kV	
额定电流	1250A	2000A	
雷电冲击电压	75/85kV	75/85kV	
额定开断电流	34.5kA	34.5kA	
频　　率	50Hz	50Hz	
3AH3116-3	3AH3116-4	3AH3116-7	
额定电压	12kV	12kV	12kV
额定电流	1600A	2000A	3150A
雷电冲击电压	75/85kV	75/85kV	75/85kV
额定开断电流	40 kA	40kA	40kA
频　　率	50Hz	50Hz	
操作机构电压	分闸：直流 110V	分闸：直流 110V	分闸：直流 110V

合闸：直流 110V　合闸：直流 110V　合闸：直流 110V

环境温度　　-25～40℃

环境湿度　　≤90%

合闸时间　　<75ms

分闸时间（一级分励脱扣器 Y1）<40～60ms

分闸时间（二级分励脱扣器 Y4，Y7）<30～50ms

弹簧储能时间　<15s

燃弧时间　　<15ms

断开时间　　75/55ms

4.5.2　真空断路器结构介绍

西门子 3AH 型真空断路器额定电压为 7.2～36kV，可广泛用于配电系统和广大工业用户断路器的真空灭弧室，采用一次封排技术制造，触点材料为 CrCu 合金，经电弧冶炼而成。触点采用先进的设计形状和结构，具有极高的耐电弧能力和很小的弧压降，因此，在保证开断额定短路电流的前提下，灭弧室的体积可以具有较小的尺寸。断路器运行可靠，维修方便、简单、寿命长，而且体积小、重量轻、操作无噪声、只有轻微振荡、不受温度影响、有火警报警装置，这些特点都能使断路器在环境恶劣的条件下安装使用。

真空断路器可以以不同的安装方式固定于各种类型的开关柜中，无论固定式还是可移开式，它都能适应。相对于真空灭弧室而言，真空断路器的安装位置是垂直的，一般是安装在手车上，每一个电极都带一个真空断流器（即真空灭弧室），三个电极安装在普通机构外壳上，弹簧储能机构靠电动或手动启动，操作机构为弹簧储能机构。

3AH 型真空断路结构与 3AF 真空断路器基本相同。

4.5.3　真空断路器工作原理和检修

3AH 型真空断路器的工作原理和检修与 3AF 真空断路器基本相同，此处不再介绍。

4.6　VD4 真空断路器检修规程

VD4 真空断路器是以空气为绝缘的户内式开关设备，它可在工作电流范围内进行频繁的操作或多次开断短路电流，适用于重合闸操作并有较高的操作可靠性与较长的使用寿命。

4.6.1　VD4 开关技术规范

额定电压：12kV

额定电流：630A

额定频率：50Hz

峰值耐受电流：40kA
额定短路开断电流：16kA
额定冲击耐压：75kV
额定工频耐压：42kV

4.6.2　检修周期

（1）小修：每年一次。
（2）大修：每三年一次。

4.6.3　检修项目和内容

（1）开关本体清检。用带有导轴的手摇升降车将 VD4 小车从柜体内推出，在比较宽敞、明亮处进行检查。用抹布对手车进行全面清擦，使手车保持清洁、干燥，对脏污比较严重的部位应用酒精或汽油清洗干净。

（2）一次插头检查。检查手车上一次插头接触面是否有烧损、凹凸不平、接触不良等情况，并根据具体情况进行更换或用砂纸仔细打磨干净，处理完毕后应在接触面上涂上导电膏或凡士林。

（3）接地装置检查。检查手车接地装置有无锈蚀、脱漆、接触不良等现象，并根据具体情况进行相应处理。开关仓后接地刀应动作灵活，无卡涩现象，螺丝紧固，销轴齐全、无断裂现象。

（4）机械部位检查。对手车的可转动部分及有卡涩的机械装置部分应用润滑油进行充分润滑并消除卡涩现象。

（5）电流互感器检查。对带有电流互感器的 VD4 小车应对电流互感器的接线及本体进行检查和检修，并配合高压试验班、继电保护班进行预试项目。

（6）二次线及辅助开关检查。检查手车上的二次线部分及真空接触器的辅助开关切换是否良好，必要时应进行调整和校紧。从二次插座处，测 1-2，3-4…21-22，23-24 接点通断及接触情况；检查不合格的，适当调整辅助开关及各固定螺丝，并测二次回路绝缘≥1MΩ（1000V 摇表）。

（7）各部螺丝检查。对手车上的所有螺栓进行全面校紧，必要时对螺栓进行更换。

（8）调整、测量、试验

① 测量主回路电阻。用大电流电阻测试仪或双臂电桥测量每相主回路电阻。

标准：接触电阻 $R \leqslant 400\mu\Omega$。

② 测量分、合闸线圈直流电阻及绝缘电阻。将线圈拆头用单臂电桥测量直流电阻，用 1000V 摇表测量绝缘电阻。

标准：分闸线圈为 55Ω 左右；合闸线圈为 2.9Ω 左右（单个线圈为 1.45Ω），绝缘电阻≥1MΩ。

③ 开关进行下列电动操作。

a．30%及以下额定电压时，分闸铁芯不得动作跳闸；30%以上及 65%以下额定电压时，分闸铁芯应可靠动作。

b．用 80%及 65%的额定控制电源电压进行分—合操作 2～3 次，开关应操作可靠。

c．用 100%的额定控制电源电压进行分—合操作 2～3 次。

d．操作试验时，连续动作一般不超过 5～6 次，以防止线圈发热烧坏。

（9）验收。工作负责人员要会同有关人员对所修设备进行全面验收。

4.7　F-C 开关检修规程

所谓F-C手车开关，即由高压限流式熔断器（简称熔断器“F”）与高压真空接触器（简称接触器“C”）组合装配而成，作为接通和切断动力设备的正常工作电流和故障电流的手车式开关装置。F-C开关因价格低廉、占用空间小、使用维护方便、结构简单等优点越来越多地被电力企业所应用。

真空接触器的保持方式主要有电保持型和机械保持型两种。以VCR193型真空接触器为例，保持方式为机械保持型，其操作过程及注意事项如下。

1．合闸操作

当接到合闸信号，合闸电磁铁芯将驱动架吸合向下运动，同时将分闸弹簧压缩，带动真空灭弧室里的动触点快速实现合闸，合闸完成后由机械锁扣机构保持合闸状态，完成合闸动作。当接触器已处在合闸位置时，机构内部的机械连锁保证手车不能移动。

2．分闸操作

合闸动作完成后，按下分闸按钮或接到分闸信号，下锁扣在分闸线圈脱扣力的作用下解除对上锁扣的约束，驱动架在分闸弹簧的作用下向上运动，使真空灭弧室主动触点迅速开断，实现接触器分闸。

3．F—C 开关的操作注意事项

（1）首先开关的停送电操作必须严格执行操作制度有关规定。

（2）开关送电前一定要按要求测量开关的绝缘，以防绝缘不合格发生短路和开关爆炸，确保人身和设备安全。

（3）将小车开关由仓外送入柜内前一定要注意对开关的外观进行检查，确保无异常。小车开关与柜门左右锁扣要向内收缩，才能将开关推入仓内，否则无法将开关送入仓内，强送可能造成开关损坏。开关送至试验位置后再将锁扣把手恢复水平位置，锁定开关。开关拉出时与之相反。

（4）插入二次隔离插头时应注意配合方向和方法，安装二次插件应使用锁紧装置使其平稳插入，禁止猛力敲击二次插头。取下二次插件时，应先松开锁紧装置，然后轻轻拔下，不可通过上下猛力摇动来取下，以免损坏插针。

（5）小车开关在进出车时应将柜门关好。柜门背后有一梯形板可以撑开开关上的闭锁传动装置，摇把不能插入极限位置，闭锁进出车，以保证人身安全。

（6）进车前应注意接地刀闸的位置，确保接地刀闸在分开位置。

（7）进出车前应注意断开控制电源开关，保证安全。

（8）进出车时的速度应平稳均匀，进出车过程中如发现进出车困难应立即将开关退至原来

位置，尽量避免在试验/工作位置之间停留。然后查明原因，必要时联系检修处理。切不可用力过猛，否则可能造成设备的损坏和事故的发生。

（9）进出车时应注意摇把转动方向（进车顺时针，出车逆时针）直到转不动为止（约 20 转），且机械指示为“工作位置”或“试验位置”，确保开关进出到位，否则可能引启动静触点发热。

（10）开关是否到位应从多方面检查判断，不能仅以指示灯为准，还应从开关机械指示及摇把能否摇动来综合分析。开关柜上的工作/试验位置指示灯是通过手车室上方两个滚轮位置开关 SLX/GLX 与小车开关上方机构配合来点亮的。有时虽然工作/试验位置灯点亮，但实际开关的机构部分并没有到位。解决方法很简单：即将开关摇到位即可。因此开关是否到位，通过摇把能否摇动及机械指示来综合判断是非常有效的方法。F—C 开关在工作/试验位置之间不能合闸，与接触器联动的机械连锁挡板被机构抵住。如果在送电过程中开关操作不到位，接触器的机械连锁挡板可能不一定完全会被松开，使接触器锁扣无法保持。而此时电动控制部分工作位置接点到位接通可正常合闸，将造成开关合上后机构不能保持立即跳开。另外，在真空接触器的合闸控制回路对送入的合闸脉冲具有一定保持延时作用，这就将造成开关在合闸脉冲消失之前发生频繁跳合现象。开关在工作位置如此频繁跳合很有可能引起开关发生爆炸，造成设备损坏和人员伤害。

4.7.1　F—C 开关技术规范

额定电压：7.2kV
额定电流：400A
开断电流：4kA
机　　构：电磁操作机构

4.7.2　检修周期

每年一次。

4.7.3　检修项目

（1）检修前准备。
（2）开关本体清扫、检查。
（3）高压限流熔断器检查。
（4）一次插头检查。
（5）真空接触器检查。
（6）接地装置检查。
（7）机械部位检查。
（8）电流互感器检查。
（9）二次线及辅助开关检查。
（10）各部位螺丝检查。

（11）调整、测量、试验。

（12）更换真空灭弧室的步骤。

（13）验收。

（14）办理工作票终结手续。

4.7.4　检修内容

（1）修前准备。

① 要充分了解所修设备的运行状况，特别是缺陷情况，根据掌握的资料制定相应的消除措施；

② 不仅要制订常规检修项目计划，还要根据每台设备的具体情况，确定检修的特殊项目，如对一些项目的改进及重要部件的更换等；

③ 编写安全技术措施，认真进行风险分析，并有切实可行的防范措施；

④ 准备好必要的技术资料，如图纸、检修记录等；

⑤ 准备好检修中使用的工、器具，所有的工、器具都要事先进行全面检查，不合格的严禁使用。

⑥ 组织检修组成员学习安全技术措施、检修工艺规程。

（2）开关本体清检。用带有导轴的手摇升降车将 F-C 小车从柜体内推出，在比较宽敞、明亮处进行检查。用抹布对手车进行全面清擦，使手车保持清洁、干燥，对脏污比较严重的部位应用酒精或汽油清洗干净。

（3）高压限流熔断器检查。 检查高压限流式熔断器本体与插座接触是否良好，若有熔丝熔断或烧损现象，应视情况进行修复或更换。

（4）一次插头检查。检查手车上一次插头接触面是否有烧损、凹凸不平、接触不良等情况，并根据具体情况进行更换或用砂纸轻轻打磨干净，处理完毕后应在接触面上涂上导电膏。

（5）真空接触器检查。检查真空接触器外观有无碰伤、裂纹，定位及连锁装置、驱动杆装置是否良好，触点磨损程度是否合格。

（6）接地装置检查。检查手车接地装置有无锈蚀、脱漆、接触不良等现象，并根据具体情况进行相应处理。开关仓后接地刀应动作灵活，无卡涩现象，螺丝紧固，销轴齐全。

（7）机械部位检查。对手车的可转动部分应用润滑油进行全面处理。

（8）流互感器检查。对带有电流互感器的 F—C 小车应对电流互感器的一次接线及本体进行检查和检修，并配合高压试验班、继电保护班人员进行预试项目。

（9）二次线及辅助开关检查。检查手车开关上的二次插座螺丝是否紧固，辅助开关切换是否良好，必要时应进行调整和校紧。从二次插座处，测接点通断及接触情况是否良好；若不合格，应适当调整辅助开关的断开距离及各固定螺丝，并测二次回路绝缘电阻≥1MΩ（1000V 摇表）。用单臂电桥测量分闸线圈直流电阻为 55Ω；合闸线圈直流电阻为 5.5Ω。

（10）各部螺丝检查。对手车上的所有螺栓进行全面校紧，必要时对螺栓进行更换。

（11）调整、测量、试验。

① 测量主回路接触电阻：不大于 400μΩ（用双臂电桥）。

② 测量开关行程。应大于 4mm，如不合格应结合开关超程的调整进行调整。

③ 调整开关超程。在开关合闸后，在开关摇臂底部的拱面与衬垫之间有一个间隙，即超

程，调整时，用 0.6～1.5mm 的塞尺插入间隙后旋转螺母挤紧塞尺，然后将两个螺母，用正反方向力相互锁紧，抽出塞尺，即完成了超程的调整。

④ 触点开距的调整。由于衔铁的行程已定，调好触点超程，也就同时调整了触点开距。若开距达不到要求时，可用绝缘垫片调整达到所要求的开距值，然后用卡尺复核触点开距。

（12）安装调整后的检查。

① 开关调整后接触电阻测试，接触电阻 $R \leqslant 400\mu\Omega$。

② 给电磁系统通电，使接触器闭合，检查触点开距及超程是否符合要求：开距≥4mm，超程≥0.6mm。

a．用 85%的额定控制电源电压进行闭合操作 5 次。

b．用 110%的额定控制电源电压进行闭合操作 5 次。

c．自 100%的额定控制电源电压开始，逐渐减少额定控制电源电压，直至接器释放电压值不低于 10%的额定控制电源电压，共 2 次。

（13）如需更换真空灭弧室，则按以下步骤进行。

① 卸下底座上的胀圈。

② 拧松并卸下紧固螺母及衬垫。

③ 拆卸固定软连接的螺栓。

④ 卸下紧固支架的螺钉，并将带有真空灭弧室的支架从基座上取下。

⑤ 拧松螺母，并同绝缘垫一起卸下。

⑥ 拧松紧固联结板的螺栓，并同软连接一起从动导电杆上取下，操作中不应使动导电杆受到扭转。

⑦ 将螺母从支架上拧下。

⑧ 将真空灭弧室从支架上联结板中旋转拧下。

⑨ 更换真空灭弧室后，按上述相反条款安装。

（14）验收。工作负责人员要会同有关人员对所修设备进行全面验收。

4.8 3TL6 开关检修规程

3TL6 型高压真空接触器开关由熔断器和接触器及操作机构组成，开关机械使用寿命长、体积小、操作方便、维修简单，因此得到广泛应用。

4.8.1 3TL6 开关技术规范

额定电压：7.2kV

额定电流：450A

额定频率：50Hz、60Hz

峰值短路电流：40kA

最大开断电流：63kA

额定冲击耐压：60kV（对地及相间）　40kV（触点间隙间）

额定工频耐压：20kV（对地及相间）　　20kV（触点间隙间）

4.8.2　检修周期

（1）小修：每年一次。
（2）大修：每三年一次。

4.8.3　检修项目及内容

与 F-C 开关基本相同，稍有不同的地方如下所示。

1．调整、测量、试验

（1）开关行程、超程的测量与调整。

① 超程的测量：在开关合闸后，在开关摇臂底部的拱面与衬垫之间有一个间隙，用塞尺测量其间隙数据即为超程。标准：≥0.6mm。

② 开关超程调整：调整时，用 0.6～1.5mm 的塞尺插入开关摇臂底部的拱面与衬垫之间的间隙后旋转螺母挤紧塞尺，然后将两个螺母，用正反方向力相互锁紧，抽出塞尺，即可完成超程的调整。

③ 测量开关行程：真空灭弧室下部与下部联结板之间有一间隙，在同一点采用卡尺分别测量开关在合、分闸时此间隙距离，两数之差即为开关行程（开关行程=分闸间隙距离－合闸间隙距离），标准：≥4mm。

④ 触点开距的调整：　由于衔铁的行程已定，调好触点超程，也就同时调整了触点开距。若开距达不到要求时，可调整缓冲件项来达到所规定的开距值，可用卡尺复核触点开距。

（2）分、合闸动作及性能试验。

测量主回路电阻。用大电流电阻测试仪或双臂电桥测量每相主回路电阻。

标准。接触电阻 R≤400μΩ。

测量分、合闸线圈直阻及绝缘电阻。将线圈拆头用单臂电桥测量直阻，用 1000V 摇表测量绝缘电阻。

标准。分闸线圈为 55Ω 左右；合闸线圈为 2.9Ω 左右（单个线圈为 1.45Ω），绝缘电阻≥1MΩ。

开关进行下列电动操作。

① 30%及以下额定电压时，分闸铁芯不得动作跳闸，30% 以上及 65%以下额定电压时，分闸铁芯应可靠动作。

② 用 80%及 65%的额定控制电源电压进行分、合操作 2～3 次，开关应准确动作。

③ 用 100%的额定控制电源电压进行分、合操作 2～3 次。

④ 操作试验时，连续动作一般不超过 5～6 次，以防止线圈发热烧坏。

2．更换真空灭弧室的步骤

（1）拆除上下触指连线。
（2）拆下辅助开关。

（3）拆下接线板。

（4）分合闸线圈拆头。

（5）解除分闸闭锁。

（6）将开关本体从手车中搬出。

（7）卸下底座上的胀圈。

（8）拧松并卸下紧固螺母及衬垫。

（9）卸下紧固支架的螺钉，并将带有真空灭弧室的支架从基座上取下。

（10）拧松螺母，并同绝缘垫一起卸下。

（11）拧松紧固联结板的螺栓，并同软连接一起从动导电杆上取下，操作中不应使动导电杆受到扭转。

（12）将螺母从支架上拧下。

（13）将真空灭弧室从支架上连接板中旋转拧下。

（14）更换真空灭弧室后，按上述相反条款安装。

4.9 ME 型低压断路器检修规程

4.9.1 ME 型低压断路器简介

ME 系列断路器的特点为结构紧凑、体积小、保护性能完善、通断能力强、适于低压负荷中心作主断路器、联络断路器。一般 400V 工作 PC 的电源进线及所有馈线，暖通 PC 和照明段电源导线均采用 ME 系列抽屉式断路器。ME 系列断路器 630—4005 共 4 种框架 13 个品种，整个系列采用积木式结构。

整个 ME 断路器由开关本体（包括触点系列、框架、自由脱扣器、下方回跳机构等）、操作机构、脱扣等构成。除此之外还有附件：欠压脱扣器、闭锁器磁铁、分励脱扣器、SU 控制装置。断路器各部件的相互关系如图 4-1 所示。

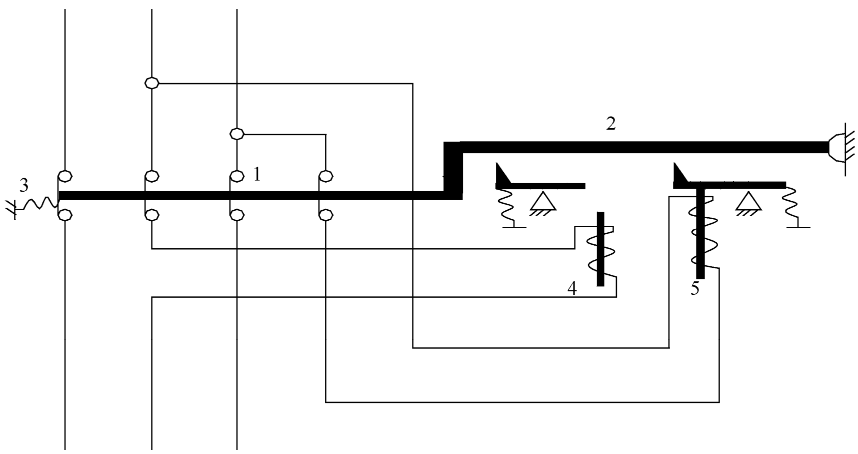


图 4-1　断路器各部件的相互关系

1—主触点；2—自由脱扣器；3—分断反力弹簧；4—过电流脱扣器；5—欠电压（失压）脱扣器

1．ME 断路器触点系统

ME 断路器触点系统主要用于接通工作电流和切断短路电流，因此触点系统负担着对供电系统的正常和非正常的接通切换工作。在正常情况下，要求除能承受额定工作电流的巨大冲击力外，还能安全可靠的将故障从网络中排除。

ME 系列断路器触点的通用。当容量增大时，仅采用增多触点组的方式来增大容量。每组触点组具有两挡触点，即主触点和弧触点。

弧触点更重要的任务是最终分断电路，要求其能承受高温和大电弧电流，并能将电弧引到灭弧罩里使电弧很快熄灭。

ME 弧触点是用紫铜与黄铜配对使用，增大了触点抗熔焊能力，打破了银钨触点作弧触点的传统做法。

主触点采用银氧化锌材料，性能稳定，静触点和动触点到出线端的连接方式简单方便，断路器可水平放置，可垂直放置。

主触点在接通电流的过程中，要保证触点的可靠性，必须有足够的触点压力，并保证三相触点的同步性，当弧触点刚接触时主触点要有一定的距离，当主触点接通后，各接头上必须有足够的触点压力。具体参数如表 4-48 所示。

表 4-48　ME 开关数据调整表

柜架电流触点 参数调节规格		ME630 -1600	ME1650	ME3200 -2505	ME3200 -3205	ME4000 -4005
小开距（mm）弧触点刚接触时主触点开距		2.5～3	2～3.5	2～3.5	2～3.5	2～3.5
超行程（mm）		5±0.5	5±0.5	$5^{+1}_{-0.5}$	4.5±0.5	$5^{+1}_{-0.5}$
三相同步性（mm）	主触点	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	弧触点	1	1	1	1	1

灭弧罩中间装有等距离的铁栅，上半部装有 MPS 压制的灭弧栅，灭弧室也是由 MPS 压制而成。

MPS 是改性酚醛玻璃丝压塑料，其特点是能耐高温、高压，在高温作用下能析出一种气体（氢）加快电流过零时的去游离，使电弧很快熄灭，一般在几个毫秒内。

触点系统的连接。由静触点和动触点到出线端的连接方式简单方便，并可进行电动和补偿，断路器出线可水平放置，可垂直放置。

2．侧面操作机构

侧面操作机构装于开关本体右侧板上，具有自由脱扣功能。在操作时使手柄轴与触点之间要连接的非常结实，但脱扣时，却要各自分离，互不干扰，为此侧面机构中设置自由脱扣机构。自由脱扣机构的最大特点，在事故状态下，能快速解除物柄和触点之间的随动关系，即断开动

作发生时，虽然闭合操作已开始，但是命令仍保持着，所以动触点依然返回，并维持断开位置。

侧面操作机构由操作连杆系统和从动连杆系统（省力机构）两套连杆系统构成，操作连杆的主动转轴是手柄转轴，可用于手动直接操作，也可用于电动驱动此轴，从动连杆系统的被动自由脱扣器连接起来，自由脱扣解体，变为五连杆机构，带有自由脱扣功能的操作机构的动作原理如下。

（1）再扣状态。跳板的滚轮跌进扣板的凹槽中，半抽与扣板再扣，跳板因受扣板的约束而变为死杆，动点变为固定支点。此时操作连杆系统和从动连杆系统皆变为四连杆机构，此时可对断路器进行合闸操作，当顺时针方向转动手柄轴时，杠杆顺时针方向旋转，并通过连接点带动连杆运动，连杆上的力使杠杆绕支点逆时针方向转动，使主轴按顺时针方向转动。当从动连杆系统中的连杆越过死点一定的距离时，触点系统即将完全合闸。因为从动四连杆系统的主动杆与连杆越过死点，所以触点能闭合（根据连杆省力原则，主动杆用很小的力能平衡被动杆很大的反力）。

（2）脱扣状态。若半轴因故障或人为的指令，按顺时针方向转动时，则扣板的约束点解扣，来自主轴上的反力，通过从动四连杆系统，使跳板绕支点逆时针方向旋转，从而操作连杆系统和从动连杆系统由再扣的四连杆机构变为脱扣的五连机构。因五连杆机构无约束力，故操作连杆与从动连杆的随动关系解除，从动连杆机构来自操作连杆的力，不能平衡轴方向的反力矩，断路器自由脱扣，触点系统分断，同时侧面操作机构在复位弹簧的作用下，扣板与跳板滚及半轴与扣板再扣，为下次合闸做好准备。

3．防回跳机构

防回跳机构安装于开关本体的左侧板上，其作用是防止断路器高速分断后，因反弹力而产生触点重新接通（回跳）现象，网络出现故障，要求断路器快而准确的切除故障，已切除的故障有可能再次危及设备和供电的安全，故要求断路器具有防回跳能力，通常对 1000A 以上的断路具有此功能，ME 断路器的防回跳机构原理：当断路器分断时，主轴由反力弹簧的作用绕逆时针旋转，当碰到停挡时，由于反弹力，使主轴顺时针方向旋转，但弧形板在分断过程中，由于离心作用，逆时针旋转。当悬臂顺时针方向旋转时，同时带动弧形板一起运动，此时弧形板还没有来得及顺时针旋转，已碰到止挡，防止了触点的回跳。

4．辅助开关

辅助开关安装于断路器面板左上方。一般手动断路器一只电动安装两只，最多可安装 3 只。

其主要功能是断路器通过它对控制回路和辅助回路进行控制和转换，主要用于控制电磁铁，也可用于反映主回路的工作状态。

辅助触点的额定控制容量，交流为 300VA，直流为 60W。

固定式 ME 断路器径加装插头，支承滑轨与抽屉相配即可构成抽屉式断路器。

4.9.2　ME 系列抽屉式断路器简介

抽屉式断路器由插入式断路器及抽屉框两部分组成。

动作原理：当断路器本体通过支承滑架装于抽屉柜的活动导轨上时，一次隔离触点同试验触点皆处于断开位置。将手摇柄插入丝杆，按顺时针方向旋转丝杆，丝杆通过承载断路器的活

动导轨向前推进，当活动导轨处于试验指示位置时，试验触点开始搭接，辅助回路及控制回路接通，自由脱扣机构再扣，此时可对断路器进行试验。

按顺时针方向继续旋转丝杆，可一直向前推进主回路隔离触点完全接通达到工作位置。由试验位置到工作位置，当活动导轨向前离开试验位置时，机械连锁封自由脱扣机构解体，在主隔离触点完全接通之前断路器的主触点不能接通，确保操作者人身安全。当隔离触点完全接通处于工作位置时，自由脱扣机构再扣方能进行正常操作。反之断路器由工作位置退至试验位置之前（逆时针旋转丝杆），主触点先断开，再是隔离触点切断，这由机械连锁保证，当断路器处于断开位置时，可通过延伸导轨将断路器取出，亦可通过滑动导轨直接取出。

ME 采用的自动接触滑动式，当断路器处于工作位置时，二次回路全部接通，当断路器退到试验位置时，可部分接通亦可全部接通，ME 采用一步接通，只有断路器退至隔离位置时，二次回路才全部隔离。

推拉机构是用来变更断路器的工作位置的，能使断路器分别处于“工作”“试验”和“隔离”三个工作位置。ME 用的丝杆结构，由插装的摇手柄、丝杆及连接承载件构成。

隔离触点不能在断路器触点接通状态下进行操作，否则主触点会受到强制性指令而首先断开，为确保人身和设备安全，连锁机构分为以下两部分。

（1）电气连锁。采用限位开关或者辅助开关，来实现其他工作位置的改变，使触点接通或者断开。

（2）机械连锁。是靠机构作用于断路器的自由脱扣器上，从而达到连锁作用。

4.9.3　ME 断路器大小、修项目

ME 断路器每年小修一次，四年大修一次。

1．ME 断路器大修项目

（1）触点系统检修。
（2）灭弧系统检修。
（3）正面操作机构检修。
（4）侧面操作机构检修。
（5）开关框架检修。
（6）二次控制回路检修。
（7）合闸接触器检修。
（8）合闸电动机检修。
（9）跳闸线圈检修。
（10）一、二次回路绝缘测量。
（11）拉合闸试验。

2．ME 断路器小修项目

（1）触点系统检查。
（2）灭弧罩清扫检查。
（3）正、侧面操作机构检查。

（4）框架清扫检查。
（5）二次控制回路及接触器检查。
（6）一、二次回路绝缘测量。
（7）拉合闸试验。

4.9.4　ME 断路器的检修项目及质量标准

（1）开关在检修后使用前先用 500V 兆欧摇表测量开关绝缘电阻，在周围介质温度 20℃±5℃和相对湿度度为 50%～70%时不小于 10MΩ，否则应进行处理，待绝缘电阻达到要求后方可使用。

（2）使用前应检查开关的规格及容量是否符合要求。

（3）安装时应检查开关的安全间隔。

（4）固定式开关安装时，其底座应居于垂直水平的位置，同时必须可靠接地，接地螺钉处有符号标志。

（5）检查开关在闭合和断开过程中，其可动部分与灭弧室的零件应无卡滞和碰撞现象，并且标示能正确指示开关工作状态。

（6）检查开关的欠压脱扣器、分离脱扣器、电动机操作等应在规定动作范围内正常工作。

（7）检查铁芯应光洁无噪声，如铁芯持有噪声时，应将铁芯工作极面的灰垢用防锈油抹净。

（8）应对开关各个转动或滑动部分加润滑油，清理灰尘，并注意检查各部件有无变形，断裂现象。检查各脱扣器的整定值和动作值及操作过程是否正确。

（9）检查触点系统烧损情况，并抹净触点上的烟痕，如发现主触点形成小的金属粒，应清除。如主触点的银合金厚度小于 1mm 时，必须更换触点，如发现主触点超行程小于 4mm，以及弧触点超行程小于 2mm 时，则应进行调整或者更换有关触点。

（10）检查软连接有无损伤，如有折断层，应去掉该层，发现折断严重应予以更换。

（11）开关经受短路电流后，除必须检查触点系统外，需清除灭弧罩两壁烟痕，如果灭弧栅烧损严重，则应更换灭弧罩。

（12）开关主触点部分。

① 动静触点接触良好，烧毛处应抛光，各触点无过热现象，触点表面合金厚度≥1mm。

② 主触点开距符合规定 2～3.5mm，压缩行程符合规定 5±0.5mm。

③ 三相同步合闸，主触点≤0.5mm，副触点≤1mm。

④ 灭弧罩完整，清洁，安装正确。

（13）开关正面操作机构。

① 移出机构，检查电动传杆应垂直，开关手动分闸手柄逆时针分足时，检查扇形齿轮与蜗杆能完全分离。

② 机构传动部分灵活无卡涩。

③ 螺杆应处在扇形齿轮中心位置，齿轮与蜗杆应有（0.5±0.1）mm 间隙。

④ 顶轴与大刀片在开关储能弹簧释放时，应有 0.5～1mm 间隙，机构适当加黄油。

⑤ 终点开头安装可靠，触点接触良好，并能在合闸后打开，跳闸后合上。

⑥ 储能马达外部无损伤现象，电阻合格。

⑦ 直流接触器外部无损伤现象，副触动作良好，线圈电阻合格。

（14）开关侧面操作机构。

① 打开上侧板，检查调整半轴与扣板应有 0.2mm 间隙。
② 检查调整开关在合闸状态下，四连杆越过死点有 4～4.5mm。
③ 检查开关脱扣连杆应在规定的孔洞内。
④ 检查合分线圈铁芯弹簧片是否良好。
⑤ 各部件完好，无损坏。
⑥ 各传动部分灵活，无卡涩现象，并适当上油。
（15）开关柜上其他设备。
① 开关辅助触点清洁，动作正确；
②主触点插件涂凡士林，两侧铜片有一定压力。
③ 副插件清洁，无破损，安装良好。
④ 断路器安装面平整，滑动部分涂凡士林，手摇螺杆无滑牙现象。
⑤ 熔断器安装牢固，熔芯与底座接触良好。
⑥ 指示灯工作状态良好，按钮清洁，指示正确。
⑦ CT 回路接线正确。
⑧ 所有端子排完好，接线正确可靠，二次线排列整齐，号头齐全，字迹清晰。
⑨ 各部螺丝紧固，线压实，柜内清洁。
⑩ 电缆头无发热现象，孔洞封堵严密。
（16）测试项目。
① 检查合闸接触器有无异常，线圈电压应相符动作准确。
② 测合闸电机绝缘电阻是否合格。
③ 测二次控制回路绝缘电阻是否合格。
④ 检查合分闸线圈铁芯弹簧片是否良好。
（17）试车。
① 静态试验。将开关摇至试验位置，放上操作熔丝。分别进行手动、电动及运行操作分合闸试验；在试验条件具备情况下，进行相互连锁试验。
② 空车试验。检查电动机转向，记录空载电流。
③ 负载试验。检查各设备工作状态是否正常，记录工作电流。
（18）填写设备检修记录台账。

4.9.5　ME 断路器日常的故障排除

ME 断路器日常的故障排除如表 4-49 所示。

表 4-49　ME 断路器常见故障及排除方法

故 障 类 型	可 能 原 因	排 除 方 法
线路故障	电源接线错误	按照接线图用电表检查二次对应触点
触点超程 开距不同步	弧触点螺丝松,触点螺杆滑牙	先检查螺杆有无损坏，再调节螺杆，使触点达到同步，然后把开关合闸查看超行程，是否达到 4.5～6mm，再调节静弧触点螺丝，在弧触点同步时至触点开距 2～3.5mm

续表

故障类型	可能原因	排除方法
开关不能合闸	机构面板棘爪螺钉松动，机构向下垂。开关在断开位置时扣板不在半轴后面。半轴与扣板间隙有大小	松开机构面板棘爪螺钉，先把整个机构向下移动，然后双手再将机构向上移动推足再固定；用手把开关合闸，然后使开关跳闸回到半轴后面；用 4mm 螺钉扣板和半轴之间的间隙应为 0.2～1mm
	手动脱扣顶杆太近造成储能装置振脱	调整 5mm 螺钉，把开关合闸后用手柄慢慢地向逆时针方向旋转使开关跳闸
	欠电压脱扣器不吸合	用表计检查电源电压是否正常，线圈通断情况及铁芯气隙
	闭锁脱扣器不吸合	用表计检查电源电压，线圈通断及动静铁芯间隙为 3+1mm
	摇臂间隙大，没有压紧黄铜连杆	把侧面板拆下，用 ϕ 14 δ0.5 垫圈，调整使间隙≤0.5 mm，摇臂转动灵活
	黄铜连杆没有把储能装置罐杆抬起扣穿	弯曲杠杆使其与半轴支架之间的距离为为 1.5～2mm，杠杆与卡板脱扣面有 0.5～2mm 距离
	bs 脱扣器储能装置杠杆与卡板振脱	瞬动脱扣轴与卡板连接的 3mm 螺杆应有 0.1～0.2mm 间隙
	机构内止挡处 8mm 螺帽松动，杠杆与止挡不扣	把机构拆下，调整杠杆与扣板销正面对齐，然后再把螺帽旋紧
	插入或开关停的位置不当及在工作位置不当或在工作位置顶杆抬不起来	把开关摇到试验位置使其开始合闸，然后再摇到工作位置，再使其合闸
	脱扣轴没有压紧时被动轴能装置杠杆不占机构位置	调整钟表机构位置，使脱扣轴上的压板把被动轴压回原处在顶端的一面有 0.2～0.5mm 间隙，然后把开关合闸，使开关动作并有延时时间
	S 脱扣器刻度指示不在调整点上，脱扣轴过死点	把 bs 脱扣轴回复到原来位置，然后用旋入调整到刻度指示点上
	回联杆不过门	在开关处于接通状态时，杠杆机构的行程应为 4～4.5mm 杠杆调整
开关跳不脱	分励跳不脱	调整动静铁芯气隙≥1mm，必须把顶杆脱扣器进行检查调整，检查线圈电源及通断情况
	短延时储能机构杠杆滑出	把开关摇出，调整钟表机构，把杠杆回复到原来位置
	半轴不脱扣	塑料支持损坏，造成半轴轧刹，把侧板拆下重新调换
接通后电动机不停或不启动	终端开关没有调整好或 4mm 螺钉松动	调整 4mm 螺钉，使其在合闸后能停止，跳闸后能合上
电动机转动，开关不合闸	涡轮不啮合	调整机构上 8mm 内六角向顺时针方向旋 1/4 周

4.9.6　ME 断路器的试验及检查

（1）耐压试验。把 ME 开关从工作位置移到试验位置，接上规定的试验电压，看是否有击穿闪络现象。试验部位是相与相、相与地。

（2）对线。开关移至试验位置，用 3V 干电池指示灯，按照接线图对线，检查接线是否错误和二次对应触点装配是否符合技术要求。

（3）传动操作机构试验。电动机快速机构以电动机额定电压的 85%～110%时能可靠合闸，同时人为使瞬动脱扣器动作，开关能迅速断开。

预储能机构以电动机额定电压的 85%～110%时，开关能可靠的储能，释能时开关可靠合闸，手动操作时也能可靠合闸，同时人为使瞬动脱扣器动作，开关能迅速断开，如果装有钟表延时装置，则开关跳闸时有延时反应。在以上电动操作过程中，机构无卡滞和异常现象发生。装有 bs 脱扣装置的检查时，开关在分合过程中发出的信号无差错，动作灵活可靠，可用指示灯测量。

（4）分励脱扣器试验。开关闭合后，接上 5%的额定线圈电压，能瞬时使开关断开。

（5）欠压脱扣器试验。接上 85%的线圈额定电压。应能使开关可靠闭合，不应有交流声，在额定电压在 35%～70%之间能使开关断开，低于额定电压的 35%时，不能使开关合闸。

（6）闭锁失压脱扣器试验。闭锁失压脱扣器在额定电压 85%～110%时，可靠闭合才能使电动机快速或预储能操作机构将开关闭合，无电压时，手动不能合闸，触点也不能瞬时接触。

（7）阻容延时式欠电压脱扣器试验。在接上 85%～110%额定电压时，开关可靠合闸，当脱扣器无电压时，开关从闭合到断开延时时间为 1.5±0.5s，测量时间可用电秒表。

（8）插入装置的试验。开关在合闸后从试验位置向里移动，当触刀与小触刀座距离≥6mm时，开关应可靠断开，开关在合闸后从工作位置向外移动，当触刀与小触刀座刚离开时，开关即可靠断开。

（9）开关的超程和开距测量。当开关弧触点接触时，主触点之间的距离为 2～3.5mm，开关合闸后软连接与触点支架（外口）之间距离 ME630－2205 为 4.5～6mm，ME3200－3205 为 4～5.5mm。

（10）电压降测量。通以各主回路额定电流的直流电，测量各接触点电压降，各接触点电压降≤3mV。

（11）bs 脱扣器检查。bs 脱扣器首先检查 S 脱扣器是否符合电流等级和装配要求，然后用大电流发生器通以各挡规定的等级电流使其动作，动作值允许与整定值相差±20%。

bs 脱扣器延时特性如表 4-50 所示。

表 4-50　bs 脱扣器延时特性

试验电流/脱扣器整定电流	动 作 时 间
1.05	大于 2 小时
1.2	小于 2 小时
1.5	小于 2 分钟

（12）ME 断路器安全间距（包括飞弧距离）如表 4-51 所示。

表 4-51　ME 断路器安全间距

断路器型号	固定式水平连接及抽屉式安全间距（mm）				固定式垂直连接安全间距（mm）			
	A	B	C	D	A	B	C	D
ME630/800/1250/1600	20	100	100	120	250	100	100	120
ME1605	250	100	100	120				
ME2000/2500/3200	350	100	100	120	500	100	100	120
ME2505/3205/4000/4005	350	100	100	120				

4.10　交（直）流接触器和磁力启动器检修规程

交（直）流接触器和磁力启动器广泛应用于中、小型电动机的主回路和控制回路上，将对保证安全发、供电具有重要的意义，为能使其经常保持良好状态，必须按照规定，每年定期进行检修。

4.10.1　检修项目

1．大修

（1）开关解体，全面清洗。
（2）触点检修。
（3）消弧罩检修。
（4）电磁系统检修。
（5）控制回路检查。
（6）各部件机构、螺丝、销子检查。
（7）测量直流电阻和绝缘电阻。
（8）接上电源试验开关动作是否正常。

2．小修

（1）开关全面清扫（不解体）。
（2）触点及消弧罩检查。
（3）电磁及控制回路检查。
（4）各部件机构、螺丝、销子检查。
（5）测量绝缘电阻。
（6）接上电源试验开关动作是否正常。

4.10.2　触点的检修

（1）动、静触点应平滑、光洁、接触良好，不歪扭，接触面应平滑且应大于 70%，线接触者应大于 90%，如有烧损应用细锉研平，如烧损严重则应焊补或更换新触点。

（2）研磨触点应用细平锉，一般不用砂布，如必须用砂布时，研磨完后应用汽油布擦净，以防金刚砂存留在触点上，增加接触电阻。

（3）动触点压缩弹簧应有足够的压力（根据开关大小），以保证触点的良好接触，如发现压缩弹簧因过热而引起变形，应予以更换。

（4）动触点闭合后应有一定的压缩行程，如果触点的压缩行程减少到新开关的 1/2，就需进行调整或更换新触点，一般交流接触器的压缩行程应＞2mm。

（5）三相触点接触应同期，不同期度＜0.5mm。

4.10.3　电磁系统的检修

接触器的电磁系统主要由铁芯、衔铁和线圈等部分组成，检修项目有以下几部分。

（1）检查铁芯和衔铁表面，应平整光洁、无锈蚀、无污垢，矽钢片铆接严密，无松裂。

（2）铁芯和衔铁应接触良好，接触面不小于 90%，检查时用复写纸和一张白色薄纸放在铁芯和铁芯之间，然后用力推上衔铁，白纸上应有痕迹，这样接触才是良好的，对于山形铁芯中间的芯柱应比两外侧铁芯稍低 0.2～1.1mm。

（3）铁芯短路环应固定良好不断裂。

（4）检查吸引线圈绝缘是否良好，不摩擦，不破损，铭牌标志清楚，测量对地绝缘电阻应＞0.5 MΩ，直流电阻符合铭牌标准。

（5）检修完毕，应接上临时电源试验线圈吸合能力，开关应能可靠吸合，无噪声，无振动，线圈不发热。

4.10.4　控制回路的检修

凡不带自投和连锁的交流接触器的控制回路应进行下列检查。

（1）检查控制回路接线应排列整齐，端子排和开关接线头标号清楚正确。

（2）检查控制保险器，应完整无破损，插头接触良好，有弹性。

（3）各压线螺丝紧固，不松动。

（4）检查各辅助接头和启动按钮，应接触良好，无烧毛，无污垢，弹簧压力充足，灵活无卡阻，以万用表测试接触电阻 $R=0$。

4.10.5　检查

（1）交流接触器和磁力启动器的消弧罩，一般均用绝缘耐火材料制成，主要形式为隔离式（小型接触器）和栅片式（中型接触器）。直流接触器则多为磁吹线圈和栅片组合的消弧室，对消弧室检修的项目与低压空气开关相同。

（2）机构的检查。

（3）检查开关底座应无裂纹，破碎，绝缘应良好。

（4）检查开关各部连轴机构应转动灵活，无卡涩并应加少许润滑油。

（5）各部接线螺丝均应有弹簧垫和平垫，并紧固无锈蚀。

（6）检查开关箱外壳接地线和开关接地线应良好，固定牢固。

（7）底座安装应平整垂直，倾斜度不超过 5°。

4.11 低压刀闸及熔断器检修规程

4.11.1 低压刀闸的检查

（1）过热痕迹，开闭动作是否正确可靠。

（2）刀闸与静插口之间接触应平滑、无毛刺，接触面应涂少许凡士林，连接螺丝松紧适当，弹簧垫圈及销子良好。

（3）刀闸拉杆各部完好，绝缘良好，三相接触同期，各杠杆轴处应加润滑油。

（4）刀闸接触良好，用 0.05mm 塞尺测试合格（接触线＞90%，接触面＞75%），检修完毕在接触面上涂少许凡士林，以防氧化。

（5）刀闸应保持清洁,无积灰和油垢，速断片应良好。

（6）测量刀闸对地绝缘和相间绝缘应＞1MΩ（500V 摇表）。

4.11.2 低压熔断器的检查

低压熔断器有许多类型，如 RCIA（桥）型、RL（螺旋）型、RM（爆竹）型和 R.T.O 型等，对熔断器应进行以下检查。

（1）熔断器的熔件，应良好紧固，无过热现象。

（2）插口和插孔接触良好，弹性正常无过热现象。

（3）对 R.T.O 熔断器应检查瓷保险的封闭应良好，不漏砂，保险器不跳起。

（4）熔断器应完整无破损。

（5）熔断器所安装的熔丝不得超过该熔断器的遮断容易。

第 5 章　隔离开关检修规程

5.1　隔离开关技术规范

1．GW—220W/2500

三相隔离开关，三相联动操作，CJ2—XG 电动操作机构，最小沿面泄露距离 5500mm，不接地。

额定电压	220kV	额定电流	2500A
3s 热稳定电流	40kA	峰值耐受电流	100kA
最大分、合闸时间	6s	额定开断电流	1600A
电动分、合闸时间	6±1s		

2．GW7—220W/2500

三相隔离开关，三相联动操作，主刀和地刀均为 CJ2—XG 电动操作机构，最小沿面泄露距离 5500mm。

额定电压	220kV	额定电流	2500A
3s 热稳定电流	40kA	接地方式	单接地，双接地
峰值耐受电流	100kV	最大分、合闸时间	6s
额定开断电流	600A	电动分、合闸时间	（6±1）s

3．JW2—220W

接地开关，三相并列式联动操作，CJ2—XG 电动操作机构，最小沿面泄露距离 5500mm。

额定电压	220kV。		
2s 热稳定电流	40kA	峰值耐受电流	100kA

5.2　检修周期及大小修项目

5.2.1　检修周期

（1）大修：一般为 5～10 年一次。

（2）小修：每年一次。

（3）用于频繁操作，脏污部位可根据实际情况，核定大、小修周期，临时发现重大缺陷应申请临修处理。

5.2.2 大修项目

（1）触点检修。
（2）瓷瓶检修。
（3）传动部分检修。
（4）操作机构检修。
（5）基座及金属部件涂漆。
（6）试验。
（7）整理现场验收总结。

5.2.3 小修项目

（1）清扫瓷瓶，瓷瓶外观检查，瓷质部分不应有裂纹、掉瓷现象。
（2）触点接触部分检查。应除去油垢，用汽油清洗干净，涂上薄层中性凡士林，检查弹簧是否完好。如有过热应查明原因予以更换，接触表面如有烧伤，应加以修整，必要时应更换。
（3）检查各部螺丝，连接紧固螺栓应无松动。
（4）检查各部开口销子是否齐全。
（5）检查转动部分是否灵活，并涂润滑油。
（6）检查操作机构动作情况，以及辅助开关接触情况。
（7）检查电动操作机构二次回路绝缘电阻，用 1000V 摇表测不低于 1MΩ。
（8）外壳漆层良好，必要时补漆。
（9）检查接地装置应良好。
（10）检查“防误闭锁”装置是否良好。

5.3 检修工艺

5.3.1 检修前准备工作

（1）根据运行情况和掌握的缺陷，制订检修计划，检修项目和技术措施。
（2）准备好检修用的工具、设备和材料。
（3）准备好必要的技术资料、说明书、检修记录等。
（4）隔离开关解体前，要进行分、合操作，记录异常部位及情况，以便在检修中消除。

5.3.2　检修工艺

1．触点检修

（1）解体触点并擦净，用砂布打磨接触面，涂中性凡士林。

（2）解体出线端，清洗滚动触点，打光接触面，检查软连接部分，涂中性凡士林，压紧各螺丝，接线端转动部分应灵活。

（3）检查各弹簧片应良好，失去弹性应更换。

（4）消弧杆接触良好，各部连接应良好。

（5）接地触点弹性应良好，接触紧密，接地部分应良好。

（6）触点防护罩应紧固，无妨碍触点动作。

（7）用 0.05×10mm 塞尺检查触点接触情况，线接触面应塞不进去，对面接触表面宽度为 50mm 以下时，塞入深度不超过 4mm，接触面宽度在 60mm 以上时，深度不超过 6mm。

（8）接触面应平整、清洁，无损伤、过热，接触面磨光并涂凡士林。

（9）触点间应接触紧密，两侧触指压力均匀，尾部定销应在定位孔内，防止接触不良。

2．瓷瓶检修

（1）清理瓷瓶上灰尘、油污，瓷质不得有裂纹、损伤，掉瓷超过 10mm 应修补或更换。

（2）瓷瓶与底座中心一致无倾斜，紧固螺丝。

（3）检查法兰有无裂纹，锈蚀应涂漆。

3．传动部分检修

（1）解体传动部分，用汽油洗净，涂以黄油。

（2）解体基座，清洗齿轮、轴承、损伤严重应更换，组装后应转动灵活，加机油润滑。

（3）连接处螺丝紧固，传动杆接头螺丝、销子齐全，基座固定牢固，金属部件应涂漆。

4．操作机构的检修

（1）垂直拉杆检查，有无严重磨损或卡涩现象，拉杆与机构箱连接是否良好，螺丝是否紧固。

（2）解体操作机构各部件，用汽油清洗，涂以黄油。

（3）操作机构拉合灵活，分合闸后，机械闭锁栓应保证可靠闭锁。

（4）电动机拆开，清洗齿轮，加黄油，装复后摇表测二次回路绝缘电阻（1MΩ）。

（5）清扫接触器、微动开关、辅助开关，端子排检查接线应正确。

5．接地刀闸检修

（1）刀口清理、打磨，涂凡士林。

（2）传动机构检查，加油润滑，螺丝应紧固，销子应齐全。刀闸转动应灵活无卡涩，接触压力均匀，传动杆无变形。

（3）操作机构检修，齿轮加油，机构灵活。

（4）各机构间连接紧固，金属部分涂漆。

6．隔离开关整体调整

动作原理：电动机构带动主板底座中心转动轴，旋转 180°，通过连杆、连臂组成的四连杆机构驱动中间瓷柱转动，导电刀闸水平回转 70°，完成分合动作。

主极通过连杆系统，使三相同步分合闸。

整体调整时，通过调整垂直拉开杆的方向接头螺丝和水平拉杆长度即可达到调整要求，使分合闸到位，三相同步动作。

7．检修后试验与验收

（1）隔离开关调整完毕后，手动分合 3～5 次，应动作平稳，接触良好，到位程度好。

（2）电动机构额定电压下分合 3～5 次，应正常。

（3）检修完毕，填写检修记录及验收记录。

（4）会同运行人员现场操作验收，合格后办理收工手续。

（5）清理现场。

第 6 章　互感器检修规程

6.1　电压、电流互感器检修规程

6.1.1　检修周期

（1）一般新投运后 5 年大修一次，以后每 10 年大修一次；
（2）根据运行情况及预防性检查和试验结果，表明确有必要时，才进行大修；
（3）每年春检、秋检各进行一次小修；
（4）运行在不洁净环境的互感器，根据具体情况规定小修次数；
（5）存在严重缺陷影响安全运行或发生故障后，有针对性地进行临时性检修。

6.1.2　检修项目

1．大修项目

（1）取出器身进行检查，铁芯与线圈冲洗、检查或干燥；
（2）拆卸零部件及清洗、检查；
（3）各部胶垫更换，隔膜检查，如破损或变质、老化时，应更换新品；
（4）绝缘油处理或换新油；
（5）试漏和电气试验；
（6）外壳喷漆。

2．小修项目

（1）补充绝缘油；
（2）检查吸湿器，更换干燥剂；
（3）检查是否进水受潮，密封防潮措施是否可靠，隔膜是否破损、变质；
（4）清扫、检查瓷套、油箱，并处理渗漏油；
（5）检查、紧固各部螺丝和接线夹；
（6）电气试验；
（7）新型密封型产品，一般在现场不做引起密封破坏的检查；如制造厂有要求时，按制造厂规定进行。

6.1.3 质量标准

（1）器身检查时，各部螺栓无松动，附件完整；铁芯无变形，且清洁、紧固、无锈蚀，接地良好；线圈绝缘完好，连接正确、紧固，油路无堵塞现象；绝缘支持物牢固、无损伤，内部清洁，无油垢、杂物，无水分，穿心螺栓绝缘良好。

（2）一般 110kV 及以上互感器应真空注油，注油前予以抽真空，时间不少于 2 小时，残压 1mm 汞柱以下；注油过程中，真空度始终保持在 1mm 汞柱以下，注油后需继续抽真空 8 小时以上；注入的油应经真空脱气处理。

（3）瓷件清洁，无裂纹、损伤；油位指示器、瓷套法兰连接处、放油阀等处无渗油现象。

（4）隔膜式储油柜的隔膜应完整，无损伤，顶盖螺栓紧固。

（5）二次接线板应完整，引出端子连接紧固，绝缘良好，标志清晰。

（6）具有吸湿器的互感器，其吸湿剂应干燥。

（7）具有均压环的互感器，均压环应装置牢固、水平，且方向正确。

（8）互感器的下列部位应予接地：

① 电压互感器，其一次线圈中性点的接地引出端子及铁芯接地引出端子；

② 电流互感器，其二次线圈的接地引出端子及铁芯接地引出端子；

③ 互感器的外壳；

④ 暂不使用的电流互感器的二次线圈应短路后接地。

（9）油漆完好，相色正确，各种电气试验合格，油色谱分析正常。

6.2 电容式电压互感器检修规程

电容式电压互感器（Capacitor Voltage Transformer，CVT）包括一组电容分压器和一个电磁单元。电容分压器由高压电容和中压电容组成，位于瓷套内并充满绝缘油（十二烷基苯）；电磁单元由中压变压器、谐振电抗器、阻尼器和避雷器组成，位于油箱内。二次绕组端子、电容分压器低压端、接地端及保护间隙等位于端子箱内。在 35～500kV 电力系统中的主要用途为：用于电能计量和电压测量，用于继电保护、自动控制、同期检定，用于载波通信系统。

6.2.1 电容式电压互感器的技术规范

型号：WVB6220-10H

额定一次电压：220kV

额定频率：50Hz

二次绕组有关参数如表 6-1 所示。

表 6-1　二次绕组有关参数

	1a-1n	2a-2n	Da-dn
额定电压（V）	$100/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100
额定负载（VA）	200	300	100
准确级	0.2	3P	3P

6.2.2　检修与维护

所有关于 CVT 的维护和检查工作须由熟悉 CVT 的有关人员完成，以防电击或 CVT 损坏；不要接触带电部分（包括瓷套），开始检查前应断开电路并可靠接地；CVT 的工作接地端应可靠接地。

1．检修分类

（1）日常性检查；
（2）周期性检查（随母线设备一起进行）；
（3）定期预防性试验。

2．日常性检查

日常检查如表 6-2 所示，每月至少一次。在下列情况下也应及时检查，如地震、水灾或其他自然灾害发生后。

表 6-2　检查项目及要求

检 查 项 目		合 格 要 求
运行状态	仪表指示	仪表指示无异常现象
噪声或振动	铁芯噪声 铁磁谐振噪声 放电噪声	未发现异常噪声或振动
气味	有无异常气味	无任何异常气味产生
油位计	油位	油位应在“H”和“L”之间
外观	锈蚀	检查时未发现锈蚀
	油漆层	无剥落或刮伤现象
	端子局部过热	未发现端子处褪色或过热现象
	渗漏油	无渗漏油现象
	瓷套有无破损	瓷套无破损现象
	瓷套有无污染	瓷套污染不严重
	有无小动物入侵	无小动物入侵迹象

注：若 CVT 无油位计，则无须进行外观检查。

3．周期性检查

周期性检查项目如表 6-3 所示（注意在断电情况下进行，严禁带电操作）。

表 6-3　检查项目及要求

检 查 项 目		合 格 要 求
各连接、固定、密封用螺栓	松紧程度	足够紧
高压端连线和接地端连线	松紧程度	足够紧
油箱、电容分压器	是否渗漏油	无渗漏油
	涂（漆）层	良好
瓷套	外观	无破损
	有无污染	无污染
端子箱	端子板	端子足够紧 无褪色或过热现象
	绝缘电阻	二次绕组对地＞100MΩ 电容分压器低压端对地＞100MΩ
	是否渗漏油	无
	有无小动物入侵	无小动物入侵迹象
电容分压器	电容量及介损测量	符合 GB 要求
电磁单元	绝缘油耐压试验	＞25kV
阻尼器	直流电阻测量	与上次所测值一样

注：电磁单元绝缘油耐压试验中，取多少油样应及时补充多少油样，注意用相同型号的变压器油，此试验可以不做。

4．定期预防性试验

用兆欧表测量绝缘电阻，所有测量点都集中在二次端子盒内，试验项目及要求如表 6-4 所示。

表 6-4　试验项目及要求

测　量　点	二次绕组之间	二次绕组对地	电容分压器低压端“*N*”对地
推　荐　值	＞100MΩ	＞100MΩ	＞100MΩ

电容分压器的电容量及介质损耗测量（必要时做）。

电压变比测试（必要时做）。

调整电容分压器低压端 N 与地之间的保护间隙（0.5mm 左右）。

准确度试验（有条件时做）。

极性检验。

阻尼器直流电阻测量。

以上各试验方法见《电力设备预防性试验规程》DL/T596—1996。在试验中如发现有问题时，针对问题进行处理。

6.3　LB−220W1 系列电流互感器检修规程

LB-220W1 系列电流互感器，用于设备额定频率为 50Hz 或 60Hz 的电力系统中，供电气测

量和电气保护用。LB-220W1 系列电流互感器为油浸式结构，绝缘性能好、外形小，重量为同等电压等级的 1/3～1/2，用油量为同等电压等级的 1/5～1/4。产品上部为电流互感器器身，中部是瓷套绝缘子，底部为脚体。储油柜、底座和接线盒均采用铸铝件。电流互感器为倒立式结构，可使一次和二次绕组具有最佳的对称，二次绕组置于铁芯罩壳内，一次绕组从铁芯罩壳中间穿过，漏抗小。改变一次绕组连接方式可得到 1∶2 两种电流比。接线盒上置有可靠的接地端子。产品顶部装膨胀器，可调节由于温度变化而引起的油容量变化。底部装有放油阀，在需要时可抽取油样。

6.3.1　LB-220W1 电流互感器技术规范

设备最高电压：	252kV
额定频率：	50 Hz
一次额定电流：	2×1250A
额定二次电流：	5A
3s 短时热电流（有效值）：	50kA
额定动稳定电流（峰值）：	125kA

绝缘水平：950kV

6.3.2　检修项目

由于合理的电气和机械设计，电气结构完全与空气隔离，因此本电流互感器在相当长的时间内可以无故障、免维护地运行。

（1）接地状况检查

检查底座上的接地螺栓的连接是否牢固；当电流互感器运行时，其底座必须接地良好；每个二次绕组不能接地两次以上（即在同一点不能接地两次以上）。

（2）检查所有的连接端是否牢固

所有的连接包括螺栓连接都必须牢固，接触电阻低而且耐腐蚀。

（3）确保电流互感器的二次绕组没有开路

接在二次绕组上的负荷（包括线路阻抗）不能超出额定值。没有使用的绕组必须在接线端处短接。二次接线端的开路电压将超过 10kV。

（4）测量二次电流与规定值相比较

在一次端加入额定频率、大小为 5%额定值的电流来测量变比。在进行变比试验时将一次端子和高压线的连接断开。将一低电阻的电流表接在对应的一组二次接线端子上，同时短接其他二次绕组。试验测得的变比不应与额定值有太大的差异，如果两者存在较大的差异，则应怀疑互感器有损坏情况，在没查明原因之前不能投入运行。

（5）检查油位

CT 膨胀器指针应位于“最大”与“最小”之间。

（6）查找油迹

必须在电流互感器的下列部分查找有无油迹：头部；一次接线端；二次接线盒（二次出线板处）；放油阀；瓷套与头部和底座的连接处。

（7）检查二次接线盒的清洁和密封性

二次接线盒必须保持清洁、干燥和无虫。二次接线盒底部的通风孔必须用金属屏蔽密封。如果雨水进入了接线盒，应检查橡胶门封条，如有必要需紧固接线盒上的螺栓。

（8）检查瓷套

瓷套伞裙上的小损伤会导致发丝状的裂缝，开始可能太小不易觉察，然后会出现渗油。瓷套损坏时应进行彻底的检查。

（9）对所有的金属零、部件的腐蚀状况进行全面的检查

检查所有连接件的腐蚀状况，特别是不同金属的接触面。如有必要，应上漆防腐。

（10）检查温度

内部的损坏将会导致外壳温度的上升，建议使用非接触式的热视觉测温方式。

（11）检查油品质

全密封的电流互感器基本上能防止油老化。建议在互感器运行 10 年后再抽取部分油样进行检查。在油样取出的同时，必须用同型号、同品质的油进行补充。同时取样应在干燥的天气条件下进行。

（12）对油样进行气体分析试验

油样的取出工作应由指定人员或在专业人员的指导下进行。

6.4　SAS245 系列电流互感器检修规程

SAS245 系列电流互感器用于设备最高电压 252kV、额定频率为 50Hz 或 60Hz 的电力系统中，供电气测量和电气保护用。互感器为 SF6 气体绝缘、倒立式结构，头部壳体为铝制件，其内装有二次绕组及一次导电杆。绝缘套管是一个外表面浇注硅橡胶伞裙的玻璃纤维增强套管。二次绕组引出线通过引线导管引入底座上的接线盒内。头部壳体顶端装有防爆片，一旦内部发生高能放电，气体压力超过 0.7MPa 时，防爆片破裂，达到压力释放目的。底座上装有密度表，该密度表可显示互感器内部的气体压力（显示值为转换成 20℃时的内部气体压力）及密度，密度表具有温度补偿作用并带有两对触点，当互感器内部压力降到报警压力时提供信号，要求用户补气。

6.4.1　SAS245 电流互感器技术规范

最高电压：　　252kV

额定一次电流：　　2×600～2×1600A

额定二次电流：　　1A 或 5A

额定频率 ：　　50Hz 或 60Hz

额定输出及相应准确级：

根据用户要求，可由 0.2 级、0.5 级、0.2FS 级、0.5FS 级、5P 级、10P 级、TPY 级任意组成 6～8 个级次。

额定连续热电流：　　2500×120%

3s 短时热电流（有效值）：　　50～100kA
额定动稳定电流（峰值）：　　125kA
SF6 气体额定压力（20℃）：　　0.39MPa
SF6 气体报警压力（20℃）：　　0.35MPa

绝缘要求：在室温下一次绕组对二次绕组及对地的绝缘电阻不低于 1000MΩ，二次绕组之间及对地的绝缘电阻不低于 100MΩ。

额定短时工频耐受电压：

一次绕组对二次绕组及地为 460kV；

一次绕组操作冲击耐受电压为 1175kV（峰值）。

外绝缘操作冲击耐受电压为 1175kV（峰值）。

电容和介质损耗因数（tanδ）：

介质损耗因数（tanδ）在 10kV、159kV 和 318kV 电压下不大于 0.002，且在 159kV 和 318kV 电压下所测得的产品介质损耗因数其增值不得大于 0.0004。

产品密封性：

互感器应能承受额定压力为 SF6 气体，其年漏气率不超过 1%。

产品内部的 SF6 气体含水量不超过 150ppm 。

温升限值：

当电流互感器的一次电流等于额定连续热电流，且带有相当于额定电流输出的负荷，其功率因数为 0.8（滞后）～1 时，各部位的温升应不超过 75K。

6.4.2　检修周期及要求

随断路器大、小修一起检修或发生故障后检修。

由于互感器具有良好的密封性能, 因此 SF6 气体不会吸收潮气变质而降低其电气性能, 无须特别的维护保养，但应检查气体的密度，保证密度表的黑色指针处于绿色区域内。

当防爆片爆破或碎裂时，则应先用一块薄膜将泄漏口封上，以防止雨水及灰尘进入，然后通知制造厂。

复合绝缘套管的清洁，可用肥皂水、酒精，绝对不允许用矿物油、三氯乙烯、氯仿、甲苯等化学品。

互感器经过长期停用或储存一段时间再次使用前，必须检查 SF6 气体压力、SF6 气体含水量、产品漏气率及互感器绝缘是否良好，不符合要求时应重新处理。

在用户遵守保管、安装及使用规则的条件下，在保修期内，因产品制造质量不合格而发生损坏或不能正常使用时，制造厂应免费为用户更换、修理产品或零部件。

6.4.3　六氟化硫互感器充气及补气方法

互感器在运输时其内部充有 0.08～0.1MPa 的六氟化硫气体，在互感器使用之前必须充 SF6 气体，直至充到额定压力为止。

充气及补气的方法较方便，用户参见说明书上充气系统示意图，按以下方法操作：用户的 SF6 气瓶上置有一个减压阀，减压阀后接一根干燥、清洁的棉线编织胶管，将该胶管与充气示

意图上序 7 充气接管相接，然后将序 3SW50 接头与序 2SW27 接头相接，打开序 6 阀门手轮即可充气。在将胶管接到充气接管之前需将管中的空气排出，不得将空气充入互感器。充气或补气到所需压力后，关掉序 6 阀门，取下 3SW50 接头即完成整个充补气过程。

密度表报警压力为 0.35MPa（20℃），橙色区与绿色区交界的黑三角处的压力，对应Ⅱ-Ⅳ对触点。密度表的闭锁压力为 0.3MPa（20℃），橙色区与红色区交界处的压力，对应Ⅰ-Ⅳ对触点（二次接线牌中此对触点的压力用“可调节”表示，表明如果用户提出要求，此闭锁压力也可改变），如果没有特殊说明，密度表Ⅰ-Ⅳ对触点对应的压力值应设置在 0.30MPa。

黑色指针的位置随充入的气体量而移动。当黑色指针移到绿色区的打斜线部分中的黑三角处时，则表示已达到充气的要求（0.39MPa，20℃），可停止充气。

密度表刻度盘面上有三种颜色区，绿色区表示正常工作压力区，黑色指针落在该区内表示产品能在该压力下正常工作。打黑斜线区表示设计的额定压力区。绿色区与橙色区交界处的黑三角表示的压力是本产品最小的正常运行压力（0.35MPa，20℃）。密度表刻度盘上有两个刻度，其中一个是以 Psig 为单位，另一个是以 bar 为单位表示的压力。

密度表具有温度补偿功能，黑色指针所指示的是转换为 20℃时的互感器内部的压力，因而当互感器内部气体不存在泄漏时，则在任何温度下，黑色指针的位置总是不变的（SF6 出现液化时例外）。但是当互感器存在泄漏时，则黑色指针将会向刻度值小的方向移动。当泄漏量大时，若黑色指针降到橙色区与绿色区交界的黑三角处时，密度表的Ⅱ-Ⅳ对触点动作（由开路转为闭路），当这对触点接有报警装置时，则向用户发出报警信号，该信号将指示互感器内的气体压力已下降到需用户补气的状态，用户需及时补气。若用户没有及时补气，黑色指针将可能继续下降到橙色区与红色区交界处，此时Ⅰ-Ⅳ对触点动作（由开路转为闭路），当这对触点接有报警装置时则向用户发出须立即补气信号，否则将可能危及产品安全。密度表的两对触点的接线方式，见二次接线盒内的接线图。

充气结束，静置 24 小时后可进行验收试验。投入运行的产品如果补气，则补气结束后 1 小时，互感器方能投入使用。如遇特殊情况需带电补气，则要严格控制补气速率，具体要求请制造厂人员现场指导。

第 7 章　封闭母线和穿墙套管检修规程

7.1　封闭母线检修规程

7.1.1　技术规范

技术规范如表 7-1 所示。

表 7-1　技术规范

	发电机主回路封闭母线	厂用分支及 PT 分支回路封闭母线
型　　号	QFM-12500/20-2	QFM-2500/20-2
额定电压	20kV	20kV
最高电压	24kV	24kV
绝缘水平	70kV	70kV
额定电流	12500A	2500A
短路电流冲击值	170.82kA	170.82kA
环境温度	−25～40℃	−25～40℃
海拔高度	≤1000m	≤1000m
地震烈度	≤7 度	≤7 度
母线尺寸	ϕ500×12mm	ϕ150×10mm
外壳尺寸	ϕ1050×8mm	ϕ700×5mm
相间距离	1400mm	1100（900）mm

7.1.2　封闭母线的检修

封闭母线在投入运行后半年时间内，应定期检测母线及外壳的运行情况，并做好运行数据记录。在以后的运行中，则可以根据运行的情况延长检测的时间间隔，在正常情况下，封闭母线内部无须进行清扫和检修，但在每次发电机停机检修的时候，应对母线及外壳进行必要的清扫、擦拭、检查（微正压封闭母线通常不必进行），并与发电机主变压器等做绝缘预防性试验后，方可投入运行。

1．封闭母线小修项目

（1）对封闭母线的外壳进行全面清扫、检查，外壳进行必要的补漆；

（2）对封闭母线密封橡胶件，紧箍进行检查，必要时进行更换和校紧；

（3）对封闭母线所属的电流互感器（CT）、电压互感器（PT）、避雷器、高压熔断器、中性点柜（干式变压器）进行清扫检查；

（4）检查封闭母线外壳接地装置，并进行清扫；

（5）用摇表（兆欧表）测试母线绝缘电阻（若封闭母线与电机出口接头、封闭母线与变压器侧接头未拆开，则此项可不必进行）；

（6）配合高压试验班进行封闭母线的工频耐压试验；

（7）检修完毕后应进行整体检查和交付验收。

2．封闭母线大修项目

（1）搭发电机下侧封闭母线脚手架；

（2）拆开封闭母线仓柜面板、中间盖板及母线下侧放水阀；

（3）拆开封闭母线与发电机下侧软连接；

（4）拆开封闭母线与主变压器软连接；

（5）拆开封闭母线与高压厂用变压器软连接；

（6）封闭母线内部清扫，检查绝缘子；

（7）电流互感器（CT）、电压互感器（PT）、避雷器及中性点柜（干式变压器）清扫检查；

（8）配合高压试验班进行母线试验；

（9）配合高压试验班进行电流互感器（CT）、电压互感器（PT）、避雷器及中性点柜（干式变压器）的试验；

（10）封闭母线与发电机下侧软连接接触面的处理及恢复；

（11）封闭母线与主变压器软连接接触面的处理及恢复；

（12）封闭母线与高压厂用变压器软连接接触面的处理及恢复；

（13）封闭母线仓柜面板、中间盖板及母线下侧放水阀的恢复；

（14）脚手架拆除及工作现场的清理；

（15）封闭母线大修后的收尾工作。

3．封闭母线解体检修

封闭母线解体检修如表 7-2 所示。

表 7-2　封闭母线解体检修及标准

解 体 检 修	标准及要求
（1）拆开发电机出线下侧仓柜面板、封闭母线中间接头盖板及入口门和封闭母线底部放水阀门	拆卸前应做好三相各自的记号，以防备安装时出现装错现象，造成封闭母线密封不严
（2）拆开主变压器与封闭母线连接处圆形密封筒及与之连接的密封件，松开三相密封筒紧箍，拆下橡胶密封封条，拆开三相密封筒上部连接螺栓	在发电机出口下侧软连接处搭脚手架，架面与仓柜平台高度一致，架构牢固，踏板与母线壳距 30～40mm
拆开双抱式软连接上侧螺栓，取下自锁铜螺板，检查导体焊接硬连接是否牢固，接触面有无氧化、腐蚀现象，检查软连接外观，接触面有无氧化、腐蚀现象	检查橡胶密封圈及绝缘密封封条是否老化，必要时进行更换。若有氧化、腐蚀应用细砂纸打磨，并用干净布擦净
用白布带将拆开的软连接束整齐，与外壳保持安全距离，对母线绝缘子进行清扫，同时校紧绝缘子底部固定螺栓	检查母线支持绝缘子是否有断裂、裂纹和掉瓷现象，必要时进行更换
（3）拆开封闭母线与高压厂用变压器连接	拆卸前应做好标记，防止安装时混淆，出现密封不严的现象
拆开封闭母线三相密封筒紧箍，退下橡胶密封圈，拆下密封筒与下筒之间的绝缘封条，用扳手卸松密封筒上部螺栓，并移出密封筒，拆开双抱式软连接，取下自锁铜螺板。	检查橡胶密封件有无老化现象，必要时进行更换
检查导体焊接硬连接是否牢固接触面有无氧化、有无腐蚀现象，检查软连接接触面有无氧化、腐蚀现象，用白布整理束紧软连接，并注意保持与筒壁的安全距离，清扫、检查绝缘子	必要时需用细砂纸打磨，并用干净布擦净
（4）拆封闭母线与发电机出口下侧软连接	密封筒拆卸前应做好各自的标记，以备安装时使用
用扳手松开密封筒连接螺栓，拆开密封筒连接螺栓，拆开密封筒与密封隔离板连接螺栓，取下密封筒	
拆开软连接上侧连接螺栓，取下自锁铜螺板，检查母线焊接硬连接表面有无氧化、腐蚀现象，检查软连接接触面有无氧化、腐蚀现象，并用白布带整理和束紧软连接，注意与外壳保持足够的安全距离，清扫、检查绝缘子	必要时用细砂纸打磨，并用干净布擦净 绝缘子应干净，无断裂、裂纹、掉瓷现象，必要时进行更换 导体、绝缘子清洁无灰尘，母线壳体内无杂物
（5）封闭母线内部清扫检查	导体表面无污物、毛刺，绝缘子清洁、完好
由仓柜门或入口门进入母线内部，用压缩空气吹扫导体及绝缘子。检查导体外观，母线绝缘子外观	
检查封闭母线室内主架构是否牢固可靠	架构牢固，螺栓齐全、紧固，无锈蚀现象，必要时进行补漆
（6）电压互感器、避雷器、中性点接地变压器检查清扫	柜内整洁无杂物，绝缘清洁、完好
检查电压互感器外观，并清扫柜内及绝缘子	螺栓齐全、紧固，无锈蚀现象，绝缘子清洁、完好
拆开避雷器一次侧接线，检查避雷器底部固定螺栓，清扫绝缘子	引线接触面无烧痕，必要时用细锉刀或细砂纸打磨
拆开中性点接地变压器一次接线，检查线圈电阻、隔断及引线接触面，并清扫柜内灰尘。全面检查分支母线架构工作	
（7）电气试验项目	架构牢固，螺栓齐全、紧固，无锈蚀现象，必要时进行补漆
封闭母线试验。电压互感器、避雷器、中性点接地变压器试验	
封闭母线内部验收合格后，开始封闭母线的组装工作	
（8）封闭母线与恢复主变压器软连接	
用汽油或酒精清理软连接接触面及焊接硬连接接触面，并涂上凡士林	

续表

解 体 检 修	标准及要求
用螺栓连接双抱式软连接和自锁铜螺板，并用扳手紧固，恢复封闭母线与主变压器之间的圆形密封筒，连接密封筒与封闭母线法兰螺栓，在主变压器上圆筒与密封筒之间塞绝缘密封条，套紧外部密封圈，将紧箍套住密封圈并将紧固螺栓旋紧，将密封筒与封闭母线法兰上的连接螺栓旋紧并紧固	恢复密封筒时应仔细检查内部有无遗留物及杂物
（9）高压厂用变压器与封闭母线软连接恢复	
用汽油或酒精擦拭软连接接触面和焊接硬连接接触面，并涂上凡士林	观察孔应向变压器侧
连接软连接与母线导体，旋紧自锁铜板螺栓，恢复高压厂用变压器与封闭母线的圆形密封筒，连接密封筒与上侧法兰螺栓，在高压厂用变压器圆筒与密封筒之间塞上密封条，套紧外部密封圈，将紧箍套住密封圈并将紧固螺栓旋紧，最后将密封筒与封闭母线法兰连接螺栓并旋紧	密封条下沿与密封筒下沿在一条线上 将弹簧垫压平 恢复密封筒前应检查内部有无遗留物及杂物
（10）发电机出口下侧软连接恢复	
用汽油或酒精清理软连接接触面和焊接硬连接接触面，并涂上凡士林	观察孔应向变压器侧 密封条下沿与密封筒在同一平面上，接头紧密
连接双抱式软连接与导体接线，旋紧螺栓，并紧固自锁铜螺板，恢复封闭母线与发电机处下侧密封筒，将做好记号的双片半圆铝板分相放入上侧隔离板与下侧法兰之间，连接上侧隔离板与下法兰螺栓及双片半圆铝板连接螺栓，待全部装好垫片、弹簧垫、螺母后用扳手旋紧	密封圈上半部圆套紧上密封筒下沿 将弹簧垫压平 恢复密封筒前检查接线下部有无遗留物及杂物 弹簧垫必须压平
（11）电压互感器、避雷器及中性点接地变压器接线恢复	
用汽油或酒精擦拭分支母线导体的软连接接触面及避雷器一次侧接线板，并涂上凡士林，连接避雷器一次接线，并用扳手紧固	检查接线位置是否正确，紧固时将弹簧垫压平
用汽油或酒精擦拭中性点接地变压器一次侧接线板接触面及接线座，并涂上凡士林。连接一次侧接线板并用扳手旋紧螺栓	检查接线位置是否正确，紧固螺栓时应将弹簧垫压平
全面检查 PT 柜（电压互感器柜），避雷器柜，中性点接地变压器柜，并将柜门关好	柜内应无遗留物及杂物
检查发电机出口下侧仓柜及封闭母线中间软连接处盖板、入口门，根据仓门记号恢复三相仓门面板、中间软连接盖板及人口门盖板，并用扳手将所有螺栓依次紧固	恢复盖板前应检查内部有无遗留物及杂物，工作完毕后应将发电机出口下侧脚手架拆除，并全面清理现场工具，打扫现场卫生，配合三级验收

7.2　220kV 油纸电容式穿墙套管检修规程

油纸电容式穿墙套管适用于工频交流电压 220kV，周围环境温度为−40～40℃，安装地点海拔高度不超过 1000m 的场所。

7.2.1　主要技术参数

额定电压：220kV
最高工作电压：252kV
额定电流：1250A

7.2.2　主要结构

（1）套管由油枕、油箱、瓷套、电容芯子及连接套筒等组成。

（2）套管的主绝缘是电容芯子，它是在套管的中心铜管上绕有电缆纸绝缘层，内部布置多层铝箔极板，组成同心圆柱形电容器，用于均匀径向和轴向电场分布，芯子经真空干燥处理后，除去内部空气与水分，并用 25 号变压器油浸渍成为电气性能较高的油纸绝缘。

（3）瓷套为外绝缘件，同时还作为保护内绝缘的容器。

（4）套管是利用弹簧压力成为可拆式机械紧固而进行装配与密封，各个零件之间垫以弹性耐油胶垫，借助弹簧的伸缩性，还能补偿各零件在温度变化时的相对位移。油枕采用全密封金属结构，完全不与大气相通，可以避免阳光的照射和大气中有害物质侵入套管内部而使绝缘老化。

（5）套管的中部设有供安装连接用的连接套筒，套筒上设有抽取套管内部油样时的装置。

7.2.3　安装准备

（1）安装前应查清套管型号和规格是否符合使用要求；

（2）检查套管在运输过程中有无损伤及渗漏现象，然后清除套管外表面的灰尘，并检查各部螺丝有无松动现象；

（3）检查油位是否符合规定（当 20℃时油位在油表中部）。

7.2.4　安装工艺要求

（1）在户外用升降车水平吊起套管，使套管的户内端穿过墙洞（注意连接套筒上的油塞在最上方）并对准安装孔把套管紧固在墙上后，应立即将套管与油箱接通，以免因套管在安装过程中产生内压力，使套管损坏；

（2）将套管的连接套筒与油箱连接处的油塞打开，使油箱的小法兰对准油塞孔，用螺栓将油箱固定在连接套筒上，依次打开连接套筒上与油箱同侧的取油塞及油箱顶部油塞和球阀，让油箱内变压器油徐徐流入套管，直至油从取油塞中溢出，立即将取油塞旋入油塞孔密封，待整个安装过程完成后，再将油箱顶部油塞旋上；

（3）套管安装好后，应观察油位是否在正常位置（20℃时，油位应在油箱二观察孔中间位置），如油面过高，可打开油箱中部的油塞，将多余的油放掉，然后拧紧油塞，如果油面过低，则应在油箱中间油塞处注油，直至油面符合要求为止；

（4）变压器油的标号为：DB-25 变压器油，其击穿电压不低于 45kV（在标准放电器中）。

7.2.5 使用与维修

（1）对于使用中的套管应注意油箱内油位的变化，若不符合规定，应调整油位，若油位过低，则可以从油箱上部注油孔注入油，油的标号应与套管铭牌标注的牌号相同。如发现漏油应及时处理。

（2）当套管内变压器油质量下降时，可用下述简单方法处理。

将处理设备的送油管连至放油孔上构成循环通路，检查管道各处，确保密封后，循环油以每小时 10℃左右的速度将油温升至 70℃左右，然后用滤油机进行过滤，注满油后接上真空装置，抽真空 10 小时以上，经试验合格后投入运行。

（3）用上述方法不能解决时，套管需要换油，换油时开启放油孔把油放净，在放油孔上接上送油管，注油孔接上抽真空装置，检查各处密封可靠后，先抽真空 3～4 小时，真空度不低于 0.1MPa，然后送油 1 分钟，抽真空 2 小时。如此循环进行，注满油后抽真空 6 小时。

（4）如果在检查时，发现瓷套损坏及内绝缘受潮，在现场不能处理时，套管必须从墙上拆下，包装后运回制造厂检修。

第 8 章　电力电缆检修规程

8.1　电力电缆检修项目和标准

主厂房电缆与机组大小修周期相同，随机进行。公用设备电缆每 3 年检修一次。根据现场电缆运行情况，确实需要提前检修时，可在提出申请批准后，提前检修。

8.1.1　大小修项目和标准

1．0.4kV 电缆大小修项目和标准

0.4kV 电缆大小修项目和标准如表 8-1 所示。

表 8-1　0.4kV 电缆大小修项目和标准

序　　号	项　　目	标　　准
（1）	终端头清扫	干净、无污物
（2）	终端端子拆线	端子无变形、变色、接触面光洁平整
（3）	检查头体	表面无变形、变色、各部密封严密
（4）	接地检查	地线压接良好，头体紧固
（5）	测绝缘电阻	0.5～1kV 摇表测试合格
（6）	终端端子接线	压接紧固，确保有效接触面积
（7）	终端铭牌、相色	标记明确、齐全

2．6kV 电缆小修项目

6kV 电缆小修项目和标准如表 8-2 所示。

表 8-2　6kV 电缆小修项目和标准

序　　号	项　　目	标　　准
（1）	终端头清扫	干净、无污物
（2）	端子检查	端子压接紧固、无变形、变色
（3）	头体检查	附件无变形、变色、松动，各部密封严密
（4）	接地检查	地线压接良好，头体紧固
（5）	终端铭牌、相色	标记明确齐全

3．6kV 电缆大修项目

6kV 电缆大修项目和标准如表 8-3 所示。

表 8-3　6kV 电缆大修项目和标准

序　号	项　目	标　准
（1）	终端头清扫	干净、无污物
（2）	终端端子拆线	端子无变形、变色、接触面光洁平整
（3）	检查头体	附件无变形、变色、各部密封严密
（4）	接地检查	地线压接良好，头体紧固
（5）	测绝缘电阻	用 2500V 摇表测量，各相对地间均大于 1000MΩ
（6）	终端端子接线	$4U_0$/15min 泄漏电流小于 10μA 时不计，大于 10μA 时三相电流不平衡系数应不大于 2%
（7）	终端铭牌、相色	压接紧固，确保有效接触面积
（8）	终端铭牌、相色	标记明确、齐全

8.1.2　电缆维护

（1）应定时定期对运行中电缆头体及相应设施进行检查维护。主厂房电缆隧道，6kV、0.4kV 电缆层至少应每月检查一次。

（2）电缆竖井、桥架敷设电缆应至少每 3 个月检查一次，根据现场情况可随时进行检查。

（3）检查电缆头体表面有无变异、温升变化和受力点情况，以及电缆隧道内有无积水。通风、构件、照明等设施是否齐全，特别是防火设施是否完善，使用是否灵活可靠。

8.1.3　电缆敷设

1．电缆敷设前准备工作

（1）电缆检查验收。

① 按照设计与施工要求，核对电缆型号、电压、规格和长度是否符合要求。检查随电缆所附产品说明书、试验报告、合格证是否齐全、相符。

② 检查缆体终端密封是否良好，有无进水、氧化，表面是否光滑无挤压、变形，线芯及结构是否符合标准要求。

③ 电气试验

绝缘电阻：　　6kV（2500V 摇表）相对地间值均＞1000MΩ

　　　　　　　1kV（500～1000V 摇表）相对地间值均＞10MΩ

直流耐压试验：交联电缆 6kV 及以下，$4U_0$/15min 泄漏电流小于 10μA 不计，大于 10μA 时三相电流不平衡系数应不大于 2%。

④ 试验后应及时将终端保护密封。

（2）敷设电缆前，电缆线路通过的建筑结构，应施工完毕、畅通。应检查电缆沟穿管构架、辅助设施、土建部分转弯处的弯曲半径等是否符合要求。

（3）电缆主要施工人员应熟悉线路通道状况，预先制定线路分支、竖井、穿墙、转弯等关

键位置操作并在复杂位置处进行标记。

2．电缆敷设

（1）敷设电缆的方式，应根据现场实际情况从安全、防火、便于施工与维护方面确定。

（2）电缆敷设应由熟知电缆通道结构，施工经验丰富的专业人员担任指挥。施工中应能及时收到反馈缆线行进中的信息和指令。

（3）敷设人员应听从统一指挥，前后密切配合，行动一致，轻拿轻放，避免电缆损伤。

（4）电缆敷设应做到横平竖直，排列整齐，避免交叉压叠，终端应保留足够长度余量。

（5）电缆敷设后，终端、分支、竖井等处应及时做好标记或挂标牌，如一次敷设两条以上电缆时，应在一条电缆敷设并做好标记或挂标牌后，再敷设下另一条。

3．电缆敷设的一般要求

（1）直埋电缆必须埋于冻土层以下，其深度不应小于 0.7m，直埋电缆与管道及建筑物间的最小允许净距应符合要求。

（2）电缆敷设在支架上时，应符合以下要求。

① 电缆托架与热表面（如管道保护层）的距离不得小于 200mm，托架间的垂直距离不得小于 250mm。

② 当同一侧支架上敷设几种电缆时，应按电压等级的高低自上而下排列，电力电缆、控制电缆应分开排列。

③ 垂直支架电缆固定布置应合理、均匀，避免在一点受力过载，损伤电缆。

（3）由电缆隧道、电缆沟和电缆支架引出与设备连接的那段电缆及穿过楼板、墙壁的电缆都需要穿电缆管，使电缆不致裸露而受到机械损伤。穿管具体要求如下。

① 电缆管与建筑物平行，用支架固定在建筑结构上时，支架应均匀布置，间距不超过 25m，以防电缆管出现垂度。

② 电缆管与墙壁距离应不小于 100mm，与热表面距离不得小于 200mm。交叉电缆管相距不得小于 30mm，平行电缆管相距应不小于 100mm。

③ 电缆管的内径应不大于所穿电缆的 1.5 倍，电缆的弯曲半径不得小于电缆管直径的 8 倍。

（4）冬季气温低于零度时，电缆敷设前应预热。其预热方法有以下两种。

① 提高电缆周围空气温度。

② 用电流通过电缆导线来加热。

8.2　6～10kV 交联电缆热缩型终端头制作规程

8.2.1　施工准备及注意事项

（1）电缆施工前应联系试验班进行耐压试验，检查电缆绝缘是否合格。

（2）剥切电缆时应注意不能损伤绝缘护套。

（3）弯曲芯线时用力要适度，弯曲半径不应小于电缆外径的 10 倍。

（4）开始加热收缩管材时，火焰要缓慢接近材料，在其周围移动时，要确保径向均匀收缩后再缓慢延伸。火焰要朝向收缩方向，以便预热管材，有利于收缩均匀。操作时应按照从一端向另一端或从中间向两端加热收缩的方法，以利于气体的排出。

（5）安装期间应注意保持电缆及终端材料的清洁和干燥。

（6）热收缩附件材料可采用丙烷加热器或汽油喷灯加热。

（7）管材收缩完毕后应再次对缠绕密封胶带处进行均匀加热，使胶带熔透具有良好的黏附力和密封性能。

（8）被包裹的密封段，一定要用清洁剂处理干净，否则会影响密封效果。

8.2.2 施工工艺要求

（1）剥外护套：将电缆垂直固定好，户内头由末端量取 550mm（户外头取 250mm），剥去外护套。

（2）剥铠装：由外护套断口处量取 30mm 铠装，绑好扎线，其余剥除。

（3）剥内垫层：在铠装断口处保留 20mm 内垫层，其余剥除。

（4）分芯线：取出填充物，分开芯线。

（5）焊接地线：打光铠装上接地线焊区，用地线连通每相铜屏蔽层和铠装并焊牢。

（6）包绕填充胶：在三叉根部包绕填充胶，形似橄榄状，最大直径大于电缆外径约 15mm。

（7）固定三支套：将手套套入三叉根部，由手指根部依次向两端加热固定。

（8）剥铜屏蔽层：由手套指端量取 55mm 铜屏蔽，其余剥除，保留 20mm 半导电层，其余剥除，清理绝缘表面。

（9）固定应力管：套入应力管，搭接铜屏蔽层 20mm，加热固定。

（10）压接端子：按端子孔深加 5mm 剥去线芯绝缘护套，端部削成铅笔头状，压接端子，在“铅笔头”处包绕填充胶，并搭接管材 10mm。

（11）固定绝缘管：套入绝缘管至三叉根部（管上端超出填充胶 10mm），由根部起加热固定。

（12）固定相色密封管：将相色密封管套在端子接管部位，先预热端子，由上端起加热固定。

（13）户内头安装完毕。

（14）固定防雨裙（户外）。

8.3 6～10kV 交联电缆热缩型中接头制作规程

8.3.1 施工准备及注意事项

（1）电缆施工前应联系试验班进行耐压试验，检查电缆绝缘是否合格；

（2）剥切电缆时应注意不能损伤绝缘护套；

（3）弯曲芯线时用力要适度，弯曲半径不应小于电缆外径的 10 倍；

（4）开始加热收缩管材时，火焰要缓慢接近材料，在其周围移动时，要确保径向均匀收缩后再缓慢延伸。火焰要朝向收缩方向，以便预热管材，有利于收缩均匀。操作时应按照从一端向另一端或从中间向两端加热收缩的方法，以利于气体的排出；

（5）安装期间应注意保持电缆及终端材料的清洁和干燥；

（6）热收缩附件材料可采用丙烷加热器或汽油喷灯加热；

（7）管材收缩完毕后应再次对缠绕密封胶带处进行均匀加热，使胶带熔透具有良好的黏附力和密封性能；

（8）被包裹的密封段，一定要用清洁剂处理干净，否则会影响密封效果。

8.3.2　施工工艺要求

（1）对直电缆：将两根要对接的电缆对齐，重叠 200～300mm，确定对接中心。

（2）剥外护套及铠装：量取 800mm，剥去外护套，距断口处 30mm 的铠装绑上铜绑扎线，其余铠装剥除。

（3）剥内护层及填充物：保留 50mm 内护层，其余剥除，并取出填充物；

（4）锯芯线：对正芯线，在中心点处锯断。

（5）剥屏蔽层及半导电层：自中心点向两端芯线各量取 280mm，剥去铜屏蔽层，保留 40mm 半导电层，清除绝缘体表面半导电物质。

（6）固定应力管：在两侧的各相上，套入应力管，搭接半导电层 20mm，加热固定。

（7）套入管材：在开剥电缆较长的一边，套入密封护套管，每相芯线上套入内外绝缘管、半导管及铜网，在短的一边套入密封护套管。

（8）压接连接管：在芯线端部量取 1/2 连接管长加 5mm 切除绝缘体，由端口处量取绝缘体 35mm，削成 30mm 长的锥体，留 5mm 半导电层，压接连接管。

（9）缠半导电带：在连接管上缠绕半导电带，并与两端半导电层搭接。

（10）包绕自粘带：在两端的锥体之间包绕自粘带，厚度不得小于 3mm。

（11）固定内绝缘管：将内绝缘管套在两端应力管之间，由中间向两端加热固定。

（12）固定外绝缘管：将外绝缘管套在内绝缘管中间，加热固定。

（13）固定内外绝缘管：将内外半导管搭接收缩，两端搭接铜屏蔽。

（14）安装屏蔽网及地线：用屏蔽网连通两端铜屏蔽层。

（15）固定内护套：将两内护套搭接，两端搭盖电缆内外套，加热收缩。

（16）焊钢铠地线：把地线绑在钢铠上，焊牢，旋绕在内护套上。

（17）固定外护套：将外护套互相搭接，两端搭盖在电缆外护套上，加热收缩；中间接头制作完毕。

（18）进行电气预防性试验。

第 9 章　电气设备预防性试验规程

所谓预防性试验，是指为了发现运行中设备的隐患，预防设备发生事故或设备损坏，对设备进行的检查、试验或监测，也包括取油样或气样进行的试验。本规程的依据是电力部颁布的《电力设备预防性试验规程》和国家电力公司颁布的《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》及有关设备的说明书、图纸、出厂试验报告等。由于有些设备系引进国外技术设备，不宜直接套用《电气设备预防性试验规程》，应根据实际情况参照执行。进口设备应按出厂试验标准并结合本规程执行。如遇到特殊情况，需要改变试验项目、周期或标准时应组织有关专业人员综合分析，提出意见，需经总工程师审查核准后执行。

9.1　电气设备预防性试验基本方法

9.1.1　测量设备的绝缘电阻和吸收比（或极化指数）

设备绝缘电阻是指在绝缘结构的两个电极之间施加的直流电压值与流经两个电极的泄漏电流值之比，若无特别说明，绝缘电阻是指加压 1 分钟时所测得的绝缘电阻值。加压时间 60 秒与 15 秒时所测得的绝缘电阻值之比，称为吸收比。某些大容量的电气设备，其绝缘的极化和吸收过程很长，吸收比还不能充分反应绝缘吸收过程的整体，为此，对这类大中型电气设备的绝缘用极化指数来衡量，极化指数是指绝缘结构加压 10 分钟和 1 分钟时所测得的绝缘电阻值之比。绝缘电阻值常用兆欧表直接测得。兆欧表又分为手摇式和电动式两种，测量方法基本相同，具体有以下几种方法。

（1）断开被试物的电源及拆除一切对外连接线后，应先将被试物接地放电，放电时间至少 1 分钟，对电容量较大的设备，放电时间至少 5 分钟。

（2）将兆欧表放在水平位置，兆欧表的“地”端子接设备外壳或地，兆欧表的“线”端子接引线，校核零值和“∞”。

（3）驱动兆欧表指针至“∞”，将引线接在被试物上（使用手摇兆欧表时，转速应尽可能保持恒定），从接触被试物开始计时，读取 1 分钟时的绝缘电阻值。

（4）若被试物因受潮或污染产生表面泄漏电流时，应将屏蔽接于兆欧表的屏蔽端子上。

（5）测量完毕，待引线与被试物分开后，停止兆欧表的转动。

（6）对被试设备充分放电。

9.1.2　测量设备的直流电阻

测量直流电阻，一般可采用伏安法或电桥法，常用的是电桥法。一般被测电阻值在 10Ω 以

上者用单臂电桥，在 10Ω 以下者用双臂电桥。对于大容量的变压器，目前一般使用带恒流源的变压器直流电阻测试仪进行测量。

使用电桥的测量方法如下。

（1）使用电桥时，应先将电桥检流计的锁扣打开，若检流计指示不在零位，应调到零位。

（2）将被测电阻接到电桥接线柱上。使用双臂电桥时，电压线与电流线不能并接在一起，电压线的连接点应比电流线的连接点更靠近被测电阻。

（3）根据过去测量数据，推算出测量温度下的电阻值，据此选择合适的比例臂，使比例臂各档可调电阻充分地被利用，以提高读数的精度。

（4）测量时，应先将电源按钮按下并锁住，然后再按检流计按钮。此时，若检流计正方向偏转，应加大比较臂电阻；若负方向偏转，应减小比较臂电阻，如此反复调节直至电桥平衡。

（5）测量完毕，应先松开检流计按钮，后松开电源按钮，以防止被测电阻有较大电感时，因电源突然断开产生的自感电势而损坏检流计。

使用变压器直流电阻测试仪测量方法如下。

使用变压器直流电阻测试仪时，其试验接线与双臂电桥基本相同，不同的是不必手动调节，而是仪器自动显示阻值，且因绕组充电电流较大，测量完毕应通过仪器自放电后，再换接线。

9.1.3　直流泄漏电流及直流耐压试验

直流泄漏电流试验是测量被试物在不同直流电压作用下的直流泄漏电流值。直流泄漏电流试验电压比兆欧表电压高，因而比兆欧表发现绝缘缺陷的有效性高。直流耐压试验是被试物在高于几倍工作电压下，历时一定时间的一种抗电强度试验。直流试验接线的方法很多，通常用半波整流获得直流高压。整流设备主要由升压变压器、整流元件和测量仪表组成，其中整流元件目前一般使用高压硅堆。根据微安表所处位置的不同，可有两种接线方法。

（1）微安表在低压侧。优点是微安表在低压侧接线简单，读数安全，改变量程方便；缺点是微安表受杂散电流影响大。

（2）微安表在高压侧。优点是微安表在高压侧，不受杂散电流影响，测量的泄漏电流较准确；缺点是微安表改变量程及读数均不方便。

试验时应根据被试物及设备具体情况进行选择。现在大多使用的是轻便型的配套直流试验器，一般为 ZGS 型。只有当被试物容量太大（如水内冷发电机带冷却水进行试验），直流试验器容量不能满足要求时，才采用现场接线，具体试验方法如下。

（1）根据被试设备的容量和试验电压选择不同量程的直流试验器或进行现场接线。

（2）按照图 9-1 和图 9-2 所示进行试验接线，并由专人认真检查试验接线、表计倍率、量程、调压器零位及仪表的初始状态，均正确无误。

（3）通知有关人员离开现场，空试设备，试验正常后，将高压引线接至被试物，开始加压。

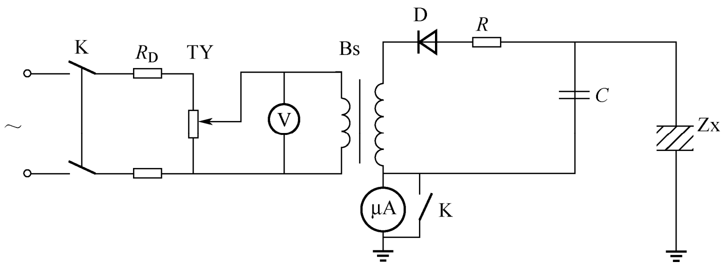
（4）试验电压一般可分成 2～5 段（电缆、电动机等一般分为 2 段，发电机一般分为 5 段），逐段升压。每次升压，待微安表指示稳定后，再读取泄漏电流值（一般为 1 分钟）。如微安表稍有摆动，可读取摆动范围内的平均值。

（5）在试验过程中，若有击穿、闪络等异常现象发生，应立即降压，断开电源，并查明原因，处理后再继续进行试验。

（6）试验完毕，降压至零，断开试验电源，将被试物先经电阻对地放电，然后直接对地充

分放电，放电前先将微安表短接。

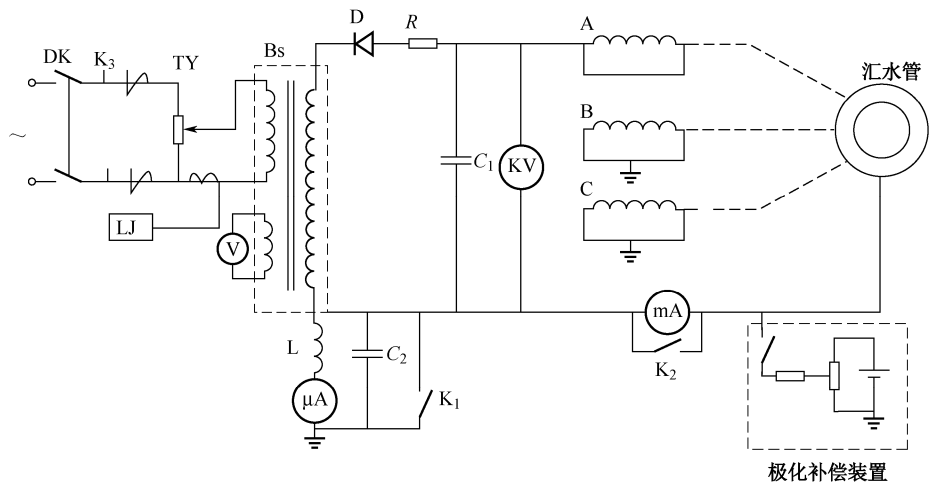
在电气设备的直流试验中，有一个特殊情况，就是氧化锌避雷器在直流 1mA 下电压的测量，这个试验简要地说，就是直流高压启动后，观察微安表的读数，当指针指到 1000μA 时，读取电压数。该电压是氧化锌避雷器的正常运行电压。直流泄漏及耐压试验接线图如图 9-1 所示。



TY—调压器；Bs—试验变压器；R—限流电阻；D—高压硅堆；C—稳压电容；Zx—试品

图 9-1　直流泄漏及耐压试验接线图

常用直流试验现场接线图如图 9-2 所示。



TY—移圈式调压器；Bs—试验变压器；R—限流电阻；D—高压硅堆；C1—稳压电容；LJ—电流继电器

图 9-2　水内冷发电机直流试验现场接线图

9.1.4　交流耐压试验

交流耐压试验就是对被试设备加一高于运行中可能遇到的过电压数值的交流电压，并经历一段时间，以检查设备的绝缘水平。交流耐压试验能更好地模拟被试物在实际运行中承受过电压的情况，但由于试验电压一般比运行电压高得多，对绝缘不良的被试设备来说是一种破坏性试验，因此进行此项试验前，应先进行绝缘电阻及吸收比测量、直流泄漏电流试验等，初步检查绝缘的状况。若发现绝缘有缺陷时，待研究处理后再进行交流耐压试验。交流耐压试验接线，应根据被试物的具体情况（试验电压及被试设备电容量等）结合现场试验设备条件选定。通常可用有成套交流耐压试验设备组成的一般接线，有时因试验设备条件的限制（电压或容量），也可采用组合式接线方式。具体试验方法如下。

（1）根据试验电压及被试设备电容量选择试验设备。

（2）按照图 9-3 所示进行试验接线，并由专人认真检查试验接线、表计倍率、量程、调压器零位及仪表的初始状态，均正确无误。

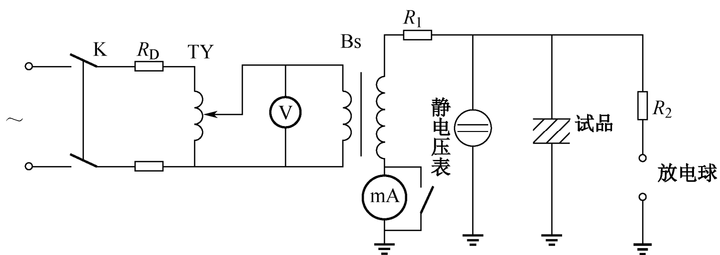
（3）通知有关人员离开被试设备，调整保护球隙，使其放电电压为试验电压的 1.05～1.15 倍，连续试验三次，应无明显差别，并检查过流保护装置动作的可靠性。

（4）调试完毕，将高压引线接至被试物，均匀升压至试验电压。开始计时，停留 1 分钟（对绝缘棒等用具，耐压时间为 5 分钟），读取电容电流值，然后均匀降压至零，断开试验电源。

（5）试验中发现表针摆动或被试设备、试验设备发出异常响声、冒烟、冒火等，应立即降下电压，断开试验电源，在高压侧挂上地线后，查明原因。

（6）试验后测量被试设备绝缘电阻，应与耐压试验前无较大差别。

交流耐压试验接线如图 9-3 所示。



TY—调压器；Bs—试验变压器；R_1—限流电阻；R_2—球隙保护电阻

图 9-3　交流耐压试验接线图

目前随着电气设备容量和电压等级的不断增大，对试验设备的要求越来越高，尤其大容量发电机、变压器和高压电缆的交流耐压试验，传统的试验设备已经不能适应现场工作的需要，取而代之的是变频串联谐振试验装置（包括变频电源、谐振电抗器、激励变压器、电容分压器、补偿电容器），其基本工作原理是电抗器和试品串联组成 LC 回路，通过调节变频电源输出电压的频率，使试验回路中的容抗值 X_C 和感抗值 X_L 反向变化，当两者相等时，回路达到谐振状态，变频电源仅提供消耗在回路电阻 R 上的有功功率，而回路中的无功功率在电抗器和试品电容之间来回交换形成振荡，结果在试品上产生高压。通过调节变频电源输出电压的幅值，可改变回路振荡强度，从而改变试品上的电压值，以满足不同试品的试验要求。谐振时试品上电压达到最高，装置通过扫频发现电压最高点，确定回路谐振频率，在谐振状态下升压至规定值，保持规定时间后降压，完成试验。

9.1.5　测量介质损失角正切

测量介质损失角正切是一项灵敏度很高的试验项目，电力系统中进行介质损失角正切测量常用的设备有 QS1、QS3 型西林电桥，QS 型电桥是测量电气设备绝缘的介损和电容量的专用仪器，它是一种平衡交流电桥，具有灵敏、准确等优点。目前常用的还有各种型号的介质损耗测试仪，如 M-2000、8000 型抗干扰介质测试仪和 AI-6000 系列自动抗干扰精密介质损耗测量仪等，都是新型的绝缘介质损耗测试仪，具有自动化程度高、操作简单、数字化显示结果等特

点。无论哪一种仪器，其试验接线都有正接线和反接线两种，根据被试设备的特点，正接线适用于两极对地绝缘的被试设备，反接线则适用于一极接地的现场被试设备。下面具体介绍 QS 型电桥的使用方法。

（1）根据被试设备的特点选择接线方式，进行现场接线。

（2）检查试验接线无误后，将各旋钮置于零位，确定分流器位置。

（3）接通电桥电源，加上试验电压，将“+tan δ”转至“接通Ⅰ”位置。

（4）慢慢增加检流计灵敏度，旋转调谐钮，将光带调至最窄（或指针偏移最小），再调 R_3 使光带缩小（或指针偏移更小）。

（5）提高灵敏度，再顺序反复调节 R_3、C_4，使灵敏度达到最大时光带最窄（或指针偏移最小），最后调微调电阻 Rp 使电桥平衡。

（6）记录数据后，将检流计灵敏度旋钮转至零，“+tanδ”转至“接通Ⅱ”位置再测，数值应不变。

（7）将灵敏度旋钮调至零并降压后，将极性转换开关切换至“−tanδ”位置再测，数值也应不变。

说明：

① 反接线测量时，桥体内部及三根引出连线、标准电容器外壳均带高压，应注意安全距离。

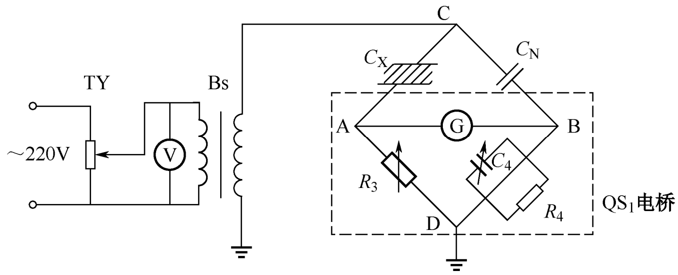
② 现场试验时，往往由于电场、磁场及被试品表面电导等干扰作用，不能测得真实值，应设法消除。消除电场干扰一般可用屏蔽法、倒相法或移相法；消除磁场干扰，则可移动电桥位置使之远离干扰源，或者将桥体就地转动改变角度，找到干扰最小的方位，再取检流计开关在两种极性（“接通Ⅰ”和“接通Ⅱ”）下所测结果的平均值；而要消除表面泄漏影响可在设备上加屏蔽环，并与电桥的屏蔽连接。

③ 各种新型自动介损测试仪的使用比较简单，一般先按照盘面标志接线，并进行接线方式、分流器电流、电压倍率等的选择，检查正确无误后接通仪器电源，启动高压，然后按测量钮等待显示结果。

④ 测量 220kV 电容式电压互感器介损时，由于中间变压器的高压绕组上端与 C_2 的上端连接点在油箱内，因而无法解开，因此现场无法用常规的试验方法测量分压电容器 C_1 及 C_2 的电容值和对应的介损值 tanδ_1 和 tanδ_2，需要从中间变压器的二次绕组施加电压。应该注意的是由于 J 点的绝缘水平较低，测量 C_1 时试验电压不能高于 4000V（如从二次侧取 20V）；当测量 C_2 的介损时，由于电容量较大，回路中的电流很大，为了不使中间变压器因通过的试验电流太大而烧坏，必须在低压侧接一电流表，观察试验电流变化，一般取试验电流为不大于 15A。另外，AI-6000D 型测试仪还具有自动测量电容式电压互感器介损的功能，不必再用 QS1 电桥临时接线，而且灵敏度较高。

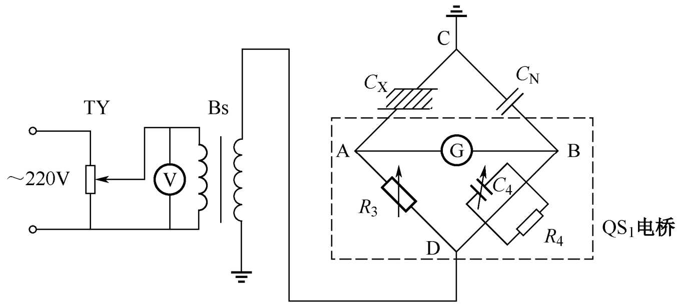
使用 QS1 型电桥测量电气设备介质损失角正切值的接线如图 9-4 和图 9-5 所示。测量电容式电压互感器电容量 C_1、C_2、$\tan\delta_1$、$\tan\delta_2$ 的接线图如图 9-6 和图 9-7 所示。图 9-6 和图 9-7 中的测量方法会影响测量准确度，为了减小测量误差，选择标准电容 C_N 时容量要小，一般为

50pF；介质损耗要小，$\tan\delta$ 一般不大于 0.005%。



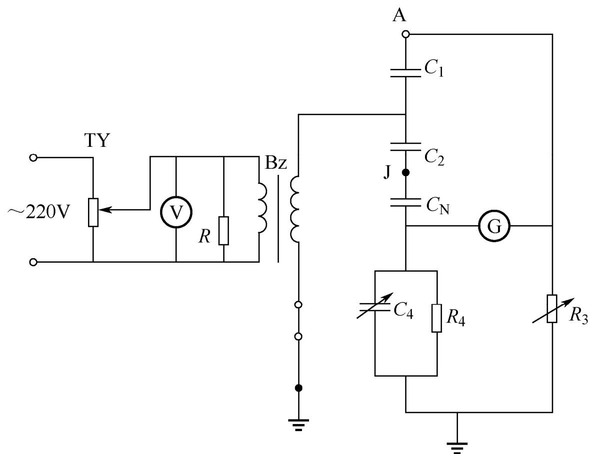
TY—调压器；Bs—试验变压器；C_N—标准电容器；C_x—试品

图 9-4　采用电桥 QS1 正接线



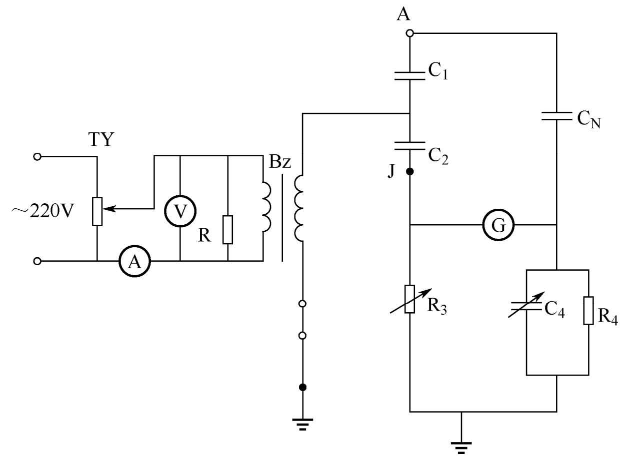
TY—调压器；Bs—试验变压器；C_N—标准电容器；C_x—试品

图 9-5　采用电桥 QS1 反接线图



TY—调压器；Bz—中间变压器；R—二次侧阻尼电阻；C_N—标准电容器

图 9-6　220kV 电容式电压互感器测量 C_1、$\tan\delta_1$ 的试验接线图



TY—调压器；Bz—中间变压器；R—二次侧阻尼电阻；C_N—标准电容器

图 9-7　220kV 电容式电压互感器测量 C_2、 $\tan\delta_2$ 的试验接线图

9.1.6　发电机的空载特性试验

空载特性试验是发电机在空载和额定转速情况下，测得定子电压与转子电流关系的试验。对于 300MW 的发电机，一般采用 L-A5 型电力监测记录仪进行试验。具体试验方法如下。

（1）仪器内存准备。

① 正确输入发电机额定参数 U_{DB} 和 I_{fB} 及 P_T、C_T 变比，并置为发电机状态。

② 检查状态设置、打印设置、试验标志设置及各有关内存地址的内容，应正确无误。

（2）进行试验接线，先将仪器接地并预热 30 分钟，然后从仪器后面板接入 U_c、U_B、M_A、I_f、U_f，并将 U_{d1} 与 U_c 短接，U_{d2} 与 U_B 短接，运行在 δ 上，打印机开关置“on”，STD 开关置“on”，U_d 开关置 1∶1 侧。

（3）检查各项设置及试验接线正确后，在分流器输出为零时，按“K_3”键，消除线路压降。

（4）将磁场可变电阻器调至最大值位置，将差动、过流、接地保护装置接入。

（5）合上磁场开关，按仪器前面板上的“K_1”键，并按一次“PRN”键。

（6）慢慢调节励磁电流，逐渐升高定子电压，观察三相电压值是否平衡，若平衡，则在每升高 10%U_e 时即，在 2kV、4 kV、6 kV、8 kV、10 kV、12 kV、14 kV、16 kV、18 kV、20 kV、21kV 时各按一次“PRN”键。

（7）端电压升至 21kV 时，停止增加励磁电流，并按一下“K_2”键，停留 1 分钟。

（8）慢慢调节励磁电流，逐渐降低定子电压，并在 21kV、20 kV、18 kV、16 kV、14 kV、12 kV、10 kV、8 kV、6 kV、4 kV、2kV 时各按一次“PRN”键。

（9）励磁电流降到最低，拉开磁场开关，按一次“PRN”键，然后按“K_c”键，仪器打印出曲线，试验结束。

说明：

① 进入试验过程后，即不能对仪器断电，若断电后再运行，先让“4403”内存值等于“0”，运行 15 秒后，再让“4403”内存值等于 2。

② 在升压和降压过程中，调节励磁只允许向一个方向调节，严禁中途反向调节。

③ 试验时发电机应保持额定转速。

④ 试验中应派人巡视发电机和主变压器等设备状况，如有异常，应立即降压，停止试验，并查明原因。

9.2　电气设备预防性试验的周期、项目、标准

9.2.1　同步发电机

同步发电机试验项目、周期和标准如表 9-1 所示。

表 9-1　同步发电机试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	测量定子绕组的绝缘电阻、吸收比或极化指数	（1）大修前后 （2）2～3 年 （3）小修时	（1）在相同条件下，绝缘电阻值与历年测量结果比较应无显著变化 （2）各相绝缘电阻在常温下不平衡系数不应大于 2 （3）吸收比不低于 1.3 或极化指数不低于 1.5	（1）用 2500V 专用兆欧表，量程不低于 10000MΩ
2	测量定子绕组的直流电阻	（1）大修时 （2）出口短路后	各相或各分支相互间差别及与初次测量值比较不应大于最小值的 1.5%，超出要求者应查明原因	（1）换算到同一温度下进行比较 （2）汽轮发电机相间（或分支间）差别及其历年的相对变化大于 1%时应引起注意
3	定子绕组直流泄漏电流和直流耐压	（1）大修前后 （2）2～3 年、结合小修 （3）更换绕组后	（1）试验电压 标准大修时 2.5U_e； 小修或大修后 2.0U_e （2）在规定的试验电压下各相泄漏电流的差别不应大于最小值的 100% （3）最大泄漏电流在 20μA 以下者，相间差与历年试验结果比较不应有显著变化 （4）泄漏电流不随时间的延长而增大	（1）应在停机后清除污垢前，热状态下进行 （2）试验电压按每 0.5 倍额定电压分阶段升压，每段停留 1 分钟读取泄漏电流值 （3）水内冷发电机汇水管有绝缘者采用低压屏蔽法接线（通水情况下）消除水路的影响 （4）氢冷发电机应在充氢后含氢量 96%以上，排氢后含氢量在 3%以下进行。严禁在置换过程中进行试验 （5）水质必须合格
4	定子绕组交流耐压试验	（1）大修前 （2）更换绕组后	（1）大修前或局部更换定子绕组后试验电压标准： 运行 20 年以下为 1.5U_e； 运行 20 年以上为 1.3～1.5U_e	（1）应在停机后，清除污垢前，热状态下进行 （2）水内冷发电机一般应在通水情况下进行试验

续表

<table>
<tr><th>序 号</th><th>项 目</th><th>周 期</th><th>标 准</th><th>说 明</th></tr>
<tr><td>5</td><td>转子绕组的绝缘电阻</td><td>大修时</td><td>（1）绝缘电阻值一般不小于 0.5MΩ
（2）水内冷转子绕组绝缘电阻值在室温下一般不小于 5kΩ</td><td>（1）水内冷发电机用 500V 及以下兆欧表
（2）当水内冷发电机定子绕组绝缘电阻已符合启动要求，而转子绕组的绝缘电阻值不低于 2 kΩ 时，允许投运</td></tr>
<tr><td>6</td><td>转子绕组的直流电阻</td><td>大修时</td><td>与初次（交接或大修）所测结果比较其差别一般不超过 2%</td><td>（1）在冷态下进行测量
（2）换算到同一温度下比较</td></tr>
<tr><td>7</td><td>转子绕组的交流阻抗和功率损耗</td><td>大修时</td><td>阻抗值和功率值自行规定
在相同试验条件下与历年数值比较不应有显著变化</td><td>（1）每次试验应在相同条件、相同电压（100V、150V、200V）下进行
（2）试验电压峰值不超过额定励磁电压</td></tr>
<tr><td>8</td><td>转子绕组的交流耐压试验</td><td>隐极式转子拆卸护环后、局部修理槽内的绝缘和更换绕组后</td><td>试验电压：
（1）隐极式转子全部更换绕组并修好后：额定励磁电压 500V 及以下者为 10U_e，但不低于 1500V
（2）隐极式转子局部修理槽内绝缘后及局部更换绕组并修好后为 5U_e，但不低于 1500V，不高于 2000V</td><td>（1）隐极式转子拆卸护环只修理局部绝缘时，可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻
（2）全部更换转子绕组时，工艺过程中的试验电压值按制造厂规定</td></tr>
<tr><td>9</td><td>定子绕组端部手包绝缘表面电位的测量</td><td>（1）投产后
（2）大修时</td><td>（1）直流试验电压为 U_e
（2）测试结果不大于下表中数值
<table>
<tr><th>测量部位</th><th>泄漏电流</th><th>100MΩ 电阻上的压降</th></tr>
<tr><td>手包绝缘引线接头及汽机侧隔相接头</td><td>25μA</td><td>2500V</td></tr>
<tr><td>端部接头及过滤引线并联块等部位</td><td>38μA</td><td>3800V</td></tr>
</table></td><td>（1）本试验适用于 300MW 国产水氢氢汽轮发电机
（2）可在通水条件下进行试验，以发现定子接头漏水缺陷</td></tr>
<tr><td>10</td><td>轴电压的测量</td><td>大修后</td><td>（1）汽轮发电机的轴承油膜被短路时，转子两端轴上电压一般应等于轴承与机座间的电压
（2）分别在空载额定电压时及带负荷后测量
（3）汽轮发电机大轴对地电压一般小于 10V</td><td>测量时应采用高内阻（不小于 100kΩ/V）的交流电压表</td></tr>
</table>

续表

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
11	转子绕组匝间短路试验	抽转子必要时	利用开口变压器或相位电压表来检测各转子线槽漏磁电压（或电流）相位来判定线圈是否在匝间短路	（1）该项可结合第 7 项试验同时进行 （2）画出相量图分析判断 （3）若交流阻抗和功率损耗有显著变化时可进行
12	测量空载特性曲线	（1）大修后 （2）更换绕组后	（1）与制造厂或以前测得的数据比较，应在测量误差范围内 （2）发电机空载在额定转速下升至额定电压的 130%（带变压器为 110%）时间不得超过 1 分钟	测得结果值画出曲线进行比较
13	三相稳态短路特性	（1）更换绕组后 （2）必要时	与制造厂或以前测得的数据比较，应在测量误差范围内	
14	检查相序	改动接线时	应与电网的相序一致	
15	检温计绝缘电阻和温度计检验	大修时	绝缘电阻自行规定 检温计指示值误差不应超过制造厂规定	

9.2.2　中频发电机的试验项目

中频发电机的试验项目、周期和标准如表 9-2 所示。

表 9-2　中频发电机的试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	绕组的绝缘电阻	（1）小修时 （2）大修时	绝缘电阻值不小于 0.5MΩ	1000V 以下使用 1000V 兆欧表
2	绕组的直流电阻	大修时	（1）各相绕组直流电阻值相互间差别不超过最小值的 2% （2）励磁绕组的直流电阻值与出厂值比较，不应有显著变化	
3	绕组的交流耐压	大修时	试验电压为出厂值的 75%	副励磁机的交流耐压试验可用 1000V 摇表测绝缘电阻代替

9.2.3　交流电动机

交流电动机的试验项目、周期和标准，如表 9-3 所示。

表 9-3　交流电动机的试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	绕组的绝缘电阻和吸收比	（1）小修时 （2）大修时 （3）必要时 （4）交接时	（1）额定电压在 3kV 以下者应不低于 0.5MΩ （2）额定电压为 3kV 及以上者，交流耐压前，不应低于每千伏 1MΩ （3）转子绕组不应低于 0.5MΩ （4）吸收比大于 1.3	（1）容量为 500kW 及以上者应测吸收比 （2）额定电压为 3kV 及以下者用 1000V 兆欧表；额定电压为 3kV 及以上者用 2500V 兆欧表 （3）有条件时应分相测量 （4）小修时定子绕组可与其所连接的电缆一起测量
2	绕组的直流电阻	（1）大修时 （2）必要时 （3）交接时	额定电压为 3kV 及以上或容量为 100kW 及以上电动机各相绕组相互间差别应不超过最小值的 2%，中性点未引出时线间差别不应超过 1%	（1）其余电机自行规定 （2）应注意历年相对变化，可换算到同一温度下比较
3	定子绕组的泄漏电流和直流耐压试验	（1）大修时 （2）更换绕组后 （3）交接时	（1）全部更换绕组试验电压为 $3U_e$ （2）大修时试验电压为 $2.5U_e$ （3）泄漏电流相间差别不大于最小值的 100%，泄漏电流为 20μA 以下不作规定	（1）有条件时应分相试验 （2）容量为 500kW 以下者自行规定
4	定子绕组的交流耐压	（1）大修后 （2）更换绕组后 （3）交接时	（1）大修或局部更换定子绕组后试验电压为 $1.5U_e$ 但应不低于 1000V （2）全部更换定子绕组后试验电压为（$2U_e$+1000V），但应不低于 1500V	低压和 100kW 以下不重要的电机，交流耐压试验可用 2500V 摇表测量绝缘电阻代替
5	绕线式电动机转子绕组交流耐压	大修后	大修不更换转子绕组或局部更换转子绕组后试验电压： （1）不可逆式 1.5 u_k 但不小于 1000V （2）可逆式 3.0 u_k 但不小于 2000V。 全部更换转子绕组后试验电压为： （1）不可逆式（2 u_k +1000）V （2）可逆式（4 u_k +1000）V	u_k 为定子加额定电压，转子绕组的开路电压
6	同步电动机转子绕组交流耐压	大修时	试验电压为 1000V	可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻代替
7	检查定子绕组的极性	接线变动时	定子绕组的极性与链接应正确	中性点无引出者可不检查极性

9.2.4　直流电机

直流电机的试验项目、周期和标准如表 9-4 所示。

表 9-4　直流电机的试验项目，周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	绕组的绝缘电阻	（1）大修时 （2）小修时	绝缘电阻值一般不低于 0.5MΩ	（1）用 1000V 兆欧表 （2）对励磁机应测量电枢绕组对轴和金属绑线的绝缘电阻
2	绕组的直流电阻	大修时	与制造厂试验数据或以前测得值比较，其差别应不大于 2%	（1）100kW 以下的不重要电机自行规定 （2）补偿绕组自行规定
3	电枢绕组片间的直流电阻	大修时	相互间的差值不应大于正常最小值的 10%	由于均压线产生的有规律变化应在各相应的片间进行比较判断
4	绕组的交流耐压试验	大修时	励磁绕组对外壳和电枢绕组对轴的试验电压为 1000V	100kW 以下者电枢对轴的交流耐压可用 2500V 摇表测绝缘电阻代替

9.2.5　电力变压器及电抗器

电力变压器及电抗器的试验项目、周期和标准如表 9-5 所示。

表 9-5　电力变压器及电抗器的试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	测量绕组的绝缘电阻和吸收比或极化指数	（1）大修前后 （2）3 年 （3）必要时	（1）换算到同一温度下，与前次测试结果比较应无明显变化 （2）吸收比在 10～30℃时不低于 1.3 或极化指数不低于 1.5	（1）使用 2500V 摇表 （2）测量时非被试绕组短路接地 （3）测量温度以顶层油温为准，不同温度下绝缘电阻值按 $R_2=R_1\times 1.5^{(t_1-t_2)/10}$ 换算（式中 R_2、R_1 分别为温度 t_1、t_2 时的绝缘电阻）
2	测量绕组的直流电阻	（1）大修前后 （2）改变分接头 （3）3 年 （4）必要时	（1）1600kVA 以上变压器各相绕组相互间差别应不应大于三相平均值的 2%，无中性点引出的绕组线间差别不大于三相平均值的 1% （2）1600kVA 及以下的变压器，相间差别应不大于三相平均值的 4%，线间差别不大于三相平均值的 2% （3）与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于 2%	（1）无载调压变压器在使用分接头测量 （2）有载调压变压器应在所有分接头测量 （3）电抗器参照执行
3	测量绕组连同套管的介质损耗因数（tan δ）	（1）大修前后 （2）必要时	（1）20℃时不大于： 66k～220kV　　0.8% 35kV 及以下　　1.5% （2）tan δ 值与历年值比较不应有显著变化（一般不大于 30%） （3）试验电压 绕组电压为 10kV 及以上：10kV 绕组电压在 10kV 以下：U_e	（1）试验时非被试绕组均短路接地 （2）同一变压器各绕组 tan δ 的要求值相同 （3）尽量在油温低于 50℃时测量，各次测量时的温度尽量接近

续表

<table>
<tr><th>序 号</th><th>项 目</th><th>周 期</th><th colspan="4">标 准</th><th>说 明</th></tr>
<tr><td rowspan="4">4</td><td rowspan="4">测量油纸电容式套管的介质损耗因数和电容值</td><td rowspan="4">（1）大修后
（2）3 年
（3）必要时</td><td colspan="4">20℃时的 tan δ 不大于：</td><td rowspan="4">（1）电容值超过±5%时应引起注意，查明原因
（2）与被试套管相连的所有端子连在一起加压，其余绕组端子均接地，末屏接电桥，用正接线法测量</td></tr>
<tr><td>电压等级</td><td>35kV</td><td>110kV</td><td>220kV</td></tr>
<tr><td>大修后</td><td>1.0%</td><td>1.0%</td><td>0.8%</td></tr>
<tr><td>运行中</td><td>1.0%</td><td>1.0%</td><td>0.8%</td></tr>
<tr><td rowspan="3">5</td><td rowspan="3">测量绕组连同套管的泄漏电流</td><td rowspan="3">（1）大修后
（2）3 年
（3）必要时</td><td colspan="4">试验电压：</td><td rowspan="3">读取 1 分钟的泄漏电流值，与前一次测试结果比较应无显著变化</td></tr>
<tr><td>额定电压（kV）</td><td>6</td><td>20</td><td>220</td></tr>
<tr><td>试验电压（kV）</td><td>10</td><td>20</td><td>40</td></tr>
<tr><td>6</td><td>测量铁芯（有外引接地线的）绝缘电阻</td><td>（1）大修时
（2）必要时</td><td colspan="4">（1）与以前测量结果相比，无显著差别
（2）运行中铁芯接地电流一般不应大于 0.1A</td><td>（1）用 2500V 摇表
（2）夹件引出接地的可单独对夹件进行测量</td></tr>
<tr><td>7</td><td>穿心螺栓铁轭夹件、绑扎钢带、铁芯、线圈压环及屏蔽等的绝缘电阻</td><td>（1）大修后
（2）必要时</td><td colspan="4">220kV 及以上绝缘电阻不低于 500MΩ，其他自行规定</td><td>（1）用 2500V 兆欧表
（2）连接片不能拆开者可不进行</td></tr>
<tr><td>8</td><td>绕组所有分接头的电压比</td><td>（1）分接开关拆装后
（2）更换绕组后
（3）必要时</td><td colspan="4">（1）各相分接头的电压比与铭牌数据相比应无明显差别，且应符合变压比的规律
（2）电压在 35kV 以下，小于 3 的变压器电压比允许偏差为±1%；其他所有变压器：额定分接电压比允许偏差为±0.5%，其他分接电压比应在变压器阻抗电压值（%）的 1/10 以内，但不得超过±1%</td><td></td></tr>
<tr><td>9</td><td>绕组变形测量</td><td>（1）更换绕组后
（2）大修后
（3）出口短路后
（4）10 年</td><td colspan="4">按《变压器绕组变形试验测试技术应用导则》执行</td><td>110kV 及以上主变压器和高压厂用变压器测量</td></tr>
</table>

续表

<table>
<tr><th>序　号</th><th>项　　目</th><th>周　　期</th><th colspan="3">标　　准</th><th>说　　明</th></tr>
<tr><td>10</td><td>局部放电试验</td><td>（1）大修变压器吊芯或更换绝缘部件或部分线圈后
（2）必要时</td><td colspan="3">线端电压为 1.5 $U_m/\sqrt{3}$ 时，视在放电量不应大于 500P_c；线端电压为 1.3 $U_m/\sqrt{3}$ 时，视在放电量不应大于 300P_c
新安装的变压器交接试验中，要求加于匝间和主绝缘的试验电压为 1.5 $U_m/\sqrt{3}$</td><td>（1）220kV 及以上电压等级和容量为 120MVA 及以上进行
（2）110kV 电压等级的新安装变压器，可比照执行
（3）运行中的变压器油色谱异常，怀疑存在放电性故障时，可进行局部放电试验</td></tr>
<tr><td>11</td><td>有载分接开关的试验和检查</td><td>（1）按制造厂规定
（2）大修后
（3）必要时</td><td colspan="3">按 DL/T574—1995《有载分接开关运行维修导则》执行</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="8">12</td><td rowspan="8">交流耐压试验</td><td rowspan="8">（1）更换绕组后
（2）必要时</td><td rowspan="2">额定电压（kV）</td><td colspan="2">试验电压（kV）</td><td rowspan="8">（1）非被试绕组短路接地
（2）试验电压分为部分更换绕组和全部更换绕组两种情况</td></tr>
<tr><td>部分</td><td>全部</td></tr>
<tr><td>6</td><td>21</td><td>25</td></tr>
<tr><td>10</td><td>30</td><td>35</td></tr>
<tr><td>15</td><td>38</td><td>45</td></tr>
<tr><td>20</td><td>47</td><td>45</td></tr>
<tr><td>35</td><td>72</td><td>85</td></tr>
<tr><td>66</td><td>120</td><td>140</td></tr>
<tr><td>13</td><td>校核三相变压器的组别或单相变压器的极性</td><td>更换绕组后</td><td colspan="3">必须与变压器的铭牌和顶盖上的端子标志一致</td><td></td></tr>
<tr><td>14</td><td>气体继电器校验</td><td>大修后</td><td colspan="3">按照制造厂的技术要求标准</td><td></td></tr>
</table>

注：接地变压器和变压器中性点高阻装置参考 1、2、8 项执行。

9.2.6　电流互感器

电流互感器的试验项目、周期和标准如表 9-6 所示。

表 9-6　电流互感器的试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	测量绕组的绝缘电阻	（1）交接时 （2）大修时 （3）2～3 年一次 （4）必要时	（1）绝缘电阻与初始值及历次值比较，不应有显著变化 （2）一次绕组对二次绕组及外壳、各二次绕组之间的绝缘电阻一般不小于 1000MΩ	用 2500V 兆欧表
2	测量绕组的直流电阻	（1）交接时 （2）大修时 （3）必要时	与换算到同一温度下的出厂值比较，相差应不大于 10%	采用伏安法，直流电流应小于 05 I_N，测量要快

续表

<table>
<tr><th>序 号</th><th>项 目</th><th>周 期</th><th>标 准</th><th>说 明</th></tr>
<tr><td>3</td><td>极性检查及励磁特性曲线</td><td>（1）交接时
（2）大修后
（3）必要时</td><td>符合设计要求，与铭牌标志相符合</td><td></td></tr>
<tr><td>4</td><td>局部放电试验（35kV 及以上）</td><td>（1）交接时
（2）大修后
（3）必要时</td><td>（1）环氧树脂及其他干式电流互感器在电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时，放电量应不大于 $50P_c$；在电压为 $1.2U_m$ 时（必要时），放电量应不大于 $100P_c$
（2）油浸式和气体式电流互感器在电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时，放电量应不大于 $20P_c$；在电压为 $1.2U_m$ 时（必要时），放电量应不大于 $50P_c$</td><td>局部放电试验宜于交流耐压试验同时进行</td></tr>
<tr><td>5</td><td>误差测量及变比检查</td><td>（1）交接时
（2）大修后
（3）必要时</td><td>（1）对于计量用互感器由国家授权的法定计量检定机构进行误差测量
（2）非计量用绕组进行变比检查</td><td>更换绕组后应测量变比误差和相位误差</td></tr>
<tr><td>6</td><td>交流耐压试验</td><td>（1）交接时
（2）大修后
（3）必要时</td><td>（1）一次绕组试验电压按出厂值的 85%进行或按下表进行
<table><tr><td>电压等级（kV）</td><td>6</td><td>10</td><td>20</td><td>110</td><td>220</td></tr><tr><td>试验电压（kV）</td><td>23</td><td>30</td><td>85</td><td>185</td><td>360</td></tr></table>（2）二次绕组之间及对地电压为 2000V，也可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻代替
（3）全部更换绕组绝缘后，应按出厂值的规定进行
（4）110kV 及以上的末屏对地的工频耐压试验电压标准应为 3kV</td><td></td></tr>
<tr><td>7</td><td>SF6 气体泄漏试验</td><td>（1）交接时
（2）大修后
（3）必要时</td><td>年泄漏率应不大于 0.1%</td><td></td></tr>
<tr><td>8</td><td>SF6 气体湿度（20°C 的体积分数 U_l/L）</td><td>（1）交接时
（2）大修后
（3）必要时
（4）2～3 年一次</td><td>交接时和大修后应不大于 250；运行中应不大于 500</td><td>气体湿度的测量应在充气 24 小时后进行</td></tr>
</table>

9.2.7 电压互感器

（1）电容式电压互感器试验项目、周期和标准如表 9-7 所示。

表 9-7　电容式电压互感器试验项目、周期和标准

序　号	项 目	周 期	标　　准	说　　明
1	测量绝缘电阻	（1）交接时或投运前 （2）大修时 （3）2～3 年一次 （4）必要时	（1）低压端对地绝缘电阻应不小于 1000MΩ （2）各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻应不小于 1000MΩ	分压电容器绝缘电阻的测量应在极间进行
2	测量电容值	（1）交接时或投运前 （2）大修时 （3）2～3 年一次 （4）必要时	电容值偏差不超过额定值的 −5%～+10%	
3	测量介质损耗因数 tan δ	（1）交接时或投运前 （2）大修时 （3）2～3 年一次 （4）必要时	10kV 以下的 tanδ 值应不大于下列数值 油纸绝缘　　0.5% 膜纸复合绝缘　0.2%	当 tanδ 值不符合要求时，可在额定电压下复测，复测值如符合 10kV 以下的要求，可继续投运
4	检查接线组别和极性	（1）交接时 （2）更换绕组后 （3）必要时	与铭牌相符	
5	误差测量及变比检查	（1）交接时 （2）更换分压电容器后 （3）必要时	按制造厂家要求进行	非计量用绕组变比检查的试验电压不应低于 10kV
6	密封性能检查	（1）交接时 （2）大修后 （3）必要时	无泄漏点，年漏气率应小于 0.1%	
7	中间变压器的绝缘电阻	（1）交接时 （2）大修后 （3）必要时	与历次试验结果和同类型设备的试验结果相比无显著差别	分体式做，用 2500V 兆欧表
8	中间变压器的介质损耗因数 tanδ	（1）交接时 （2）大修后 （3）必要时	与初始值相比不应有显著变化	分体式做

（2）电磁式电压互感器的试验项目、周期和标准如表 9-8 所示。

表 9-8　电磁式电压互感器的试验项目、周期和标准

<table>
<tr><th>序　号</th><th>项　　目</th><th>周　　期</th><th colspan="5">标　　准</th><th>说　　明</th></tr>
<tr><td>1</td><td>测量绕组的绝缘电阻</td><td>（1）交接时
（2）大修后
（3）2～3 年一次
（4）必要时</td><td colspan="5">不应低于 1000MΩ</td><td>一次绕组用 2500V 兆欧表，二次绕组用 1000V 或 2500V 兆欧表</td></tr>
<tr><td rowspan="4">2</td><td rowspan="4">测量（20kV 及以上）互感器介质损耗因数 tan δ</td><td rowspan="4">（1）大修后
（2）2～3 年一次
（3）必要时</td><td colspan="5">35kV 及以下电压等级的电压互感器绕组的 tan δ 值（%）应不大于表中数值</td><td rowspan="4">（1）必要时可测量 110～220kV 串级式电压互感器支架绝缘 tan δ，一般应不大于 6%
（2）串级式电压互感器的 tan δ 试验方法宜采用末端屏蔽法</td></tr>
<tr><td>温度（℃）</td><td>5</td><td>10</td><td>20</td><td>30</td></tr>
<tr><td>大修后</td><td>1.5</td><td>2.5</td><td>3.0</td><td>5.0</td></tr>
<tr><td>运行中</td><td>2.0</td><td>2.5</td><td>3.5</td><td>5.5</td></tr>
<tr><td>3</td><td>测量电压互感器一次绕组的直流电阻</td><td>大修后</td><td colspan="5">与制造厂出厂数据或以前测得值比较应无显著差别</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">4</td><td rowspan="4">绕组连同套管的交流耐压</td><td rowspan="4">（1）大修后
（2）必要时</td><td colspan="5">（1）一次绕组试验电压按出厂值的 85%进行或按下表进行</td><td rowspan="4">耐压试验前后应检查有无绝缘损伤</td></tr>
<tr><td>电压等级（kV）</td><td>6</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td></tr>
<tr><td>试验电压（kV）</td><td>21</td><td>30</td><td>38</td><td>47</td></tr>
<tr><td colspan="5">（2）二次绕组之间及末屏对地试验电压为 2000V，可用 2500V 兆欧表代替
（3）全部更换绕组绝缘后按出厂值的规定进行</td></tr>
<tr><td>5</td><td>检查三相互感器的联结组别和单相互感器的极性</td><td>（1）必要时
（2）接线变动后</td><td colspan="5">与铭牌和端子标志相符</td><td></td></tr>
<tr><td>6</td><td>误差测量及变比检查</td><td>（1）交接时
（2）更换绕组后，接线变动后
（3）必要时</td><td colspan="5">（1）对于计量用互感器由国家授权的法定计量检定机构进行误差测量
（2）非计量用绕组进行变比检查</td><td>当为多抽头时，可只检查使用分接头的变比或对继电保护有要求的分接头</td></tr>
<tr><td>7</td><td>空载电流和励磁特性</td><td>（1）交接时
（2）大修后
（3）必要时</td><td colspan="5">（1）在额定电压下，空载电流与出厂数值比较无明显差别
（2）在下列试验电压下，空载电流的增量不应大于出厂试验值的 10%：110kV 及以上中性点直接接地系统为 $1.5U_n/\sqrt{3}$，35kV 及以下中性点直接接地系统为 $1.9U_n/\sqrt{3}$</td><td></td></tr>
</table>

续表

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
8	局部放电试验	（1）交接时 （2）大修后 （3）必要时	（1）固体绝缘相对地电压，互感器在电压为 $1.1U_m/\sqrt{3}$ 时放电量应不大于 100p_c；在电压为 $1.1U_m$ 时（必要时）放电量应不大于 500p_c；固体绝缘相对相电压、互感器在电压为 1.1Um 时放电量应不大于 100p_c （2）110kV 及以上油浸式相对地电压、互感器在电压为 1.1 Um/ $\sqrt{3}$ 时放电量应不大于 20p_c；油浸式相对相电压、互感器在电压为 1.1 Um 时放电量应不大于 20p_c	35kV 及以上互感器进行
9	铁芯加紧螺栓的绝缘电阻	大修时	自行规定，一般应大于 0.5MΩ	应采用 2500V 兆欧表

9.2.8　开关设备

220kV SF6 断路器的试验项目、周期和标准如表 9-9 所示。

表 9-9　220kV SF6 断路器的试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	测量绝缘电阻	（1）交接时 （2）耐压试验前、后	（1）整体绝缘电阻值测量，应符合制造厂的规定 （2）耐压试验前后绝缘电阻无明显变化	使用 5000V 兆欧表
2	SF6 气体湿度测量	（1）交接时 （2）测量 （3）必要时	不大于 300ppm（投运后每半年测一次，运行无异常，3 年测一次）	SF6 气体湿度测量应在断路器充气 24 小时后进行
3	导电回路电阻测量	（1）6 年一次 （2）测量	测量值不大于制造厂规定值的 120%	用直流伏安法测量，电流不小于 100A
4	辅助回路和控制回路测量绝缘电阻	（1）交接时 （2）大修后 （3）3 年一次	绝缘电阻不低于 2MΩ	使用 500V 和 1kV 兆欧表
5	辅助回路和控制回路的交流耐压试验	（1）交接时 （2）大修后 （3）必要时	试验电压 2kV，可用 2500V 摇表测绝缘电阻代替	交流耐压实验后绝缘电阻值不应降低
6	耐压试验	（1）大修后 （2）必要时	交流耐压或操作冲击试验电压为出厂试验电压的 80%	（1）试验在 SF6 气体额定压力下进行 （2）对瓷柱式定开距型断路器只做断口间耐压试验

续表

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
7	分、合闸线圈直流电阻	（1）大修后 （2）机构大修后	应符合制造厂规定	
8	断路器速度特性	大修后	测量方法和测量结果应符合制造厂规定	
9	SF6 气体密度继电器校验	3 年一次	按制造厂规定	
10	压力表校验	3 年一次	按制造厂规定	
11	闭锁、防跳跃、防非全相合闸等辅助控制装置的动作	大修后	按制造厂规定	

9.2.9　真空断路器和少油断路器

真空断路器和少油断路器的基本试验项目、周期和标准如表 9-10 所示。

表 9-10　真空断路器和少油断路器的基本试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	测量绝缘电阻	（1）交接时 （2）大修后 （3）断口 2～3 年一次，整体 4～6 年一次 （4）交流耐压试验前后 （5）必要时	（1）整体绝缘电阻自行规定，一般不低于 1MΩ/kV （2）断口和用有机物制成的拉杆的绝缘电阻不应低于下列数值： 额定电压（kV）　3～6　　20～40.5 大修后　（MΩ）　1000　　2500 运行中　（MΩ）　300　　1000	用 2500V 兆欧表
2	交流耐压试验	（1）大修后 （2）断口 2～3 年一次，整体 4～6 年一次 （3）必要时	断路器在分、合闸状态下分别进行，试验电压值按 DL/T593 规定值，6kV 断路器试验电压为 21kV；35kV 断路器试验电压为 72kV	（1）更换或干燥后的绝缘提升杆必须进行耐压试验 （2）相间、相对地及断口的耐压值相同
3	导电回路电阻	（1）6 年一次 （2）大修后	不大于 42μΩ	用直流伏安法测量，电流不小于 100A
4	真空灭弧室真空度的测量	（1）3 年一次 （2）大修后	与历次试验结果和同类型设备试验结果比较无明显差别	不大于 6.6×10^{2}Pa

9.2.10　隔离开关

隔离开关的试验项目、周期和标准如表 9-11 所示

表 9-11　隔离开关的试验项目、周期和标准

<table>
<tr><th>序　号</th><th>项　　目</th><th>周　　期</th><th colspan="3">标　　准</th><th>说　　明</th></tr>
<tr><td rowspan="4">1</td><td rowspan="4">测量有机材料支持绝缘子及提升杆的绝缘电阻</td><td rowspan="4">（1）大修后
（2）4～6 年一次
（3）必要时</td><td colspan="3">端口及有机材料传动提升杆的绝缘电阻不得低于下列数值：</td><td rowspan="4">用 2500V 兆欧表</td></tr>
<tr><td>额定电压（kV）</td><td>3～6</td><td>20～40.5</td></tr>
<tr><td>大修后（MΩ）</td><td>1000</td><td>2500</td></tr>
<tr><td>运行中（MΩ）</td><td>300</td><td>1000</td></tr>
<tr><td>2</td><td>交流耐压试验</td><td>（1）大修后
（2）4～6 年一次
（3）必要时</td><td colspan="3">试验电压值按《预防性试验规程》进行</td><td></td></tr>
</table>

9.2.11　套管

套管的试验项目、周期和标准如表 9-12 所示。

表 9-12　套管的试验项目、周期和标准

<table>
<tr><th>序　号</th><th>项　　目</th><th>周　　期</th><th colspan="4">标　　准</th><th>说　　明</th></tr>
<tr><td>1</td><td>测量绝缘电阻</td><td>（1）大修时
（2）2～3 年一次
（3）必要时</td><td colspan="4">（1）主绝缘的绝缘电阻不应低于 10000 MΩ
（2）末屏对地的绝缘电阻一般不低于 1000MΩ</td><td>用 2500V 兆欧表</td></tr>
<tr><td rowspan="5">2</td><td rowspan="5">测量电容型套管介质损耗因数 tanδ 和电容值</td><td rowspan="5">（1）大修时
（2）2～3 年一次
（3）必要时
（4）新安装的变压器套管及事故抢修所装上的套管，投运后半年内</td><td colspan="4">（1）20℃时 tanδ%不应大于下列数值（%）：</td><td rowspan="5">（1）油纸电容型套管的 tanδ 一般不进行温度换算，当 tanδ 与出厂值或上一次测试值比较有明显增长或接近左表数值时，应综合分析 tanδ 与温度、电压的关系
（2）当电容型套管的末屏对地绝缘电阻小于 1000 MΩ 时，应测量末屏对地的介质损耗因数 tanδ，其值不大于 2%</td></tr>
<tr><td colspan="2">电压等级 kV</td><td>20～35</td><td>220</td></tr>
<tr><td rowspan="2">大修后</td><td>充油型①</td><td>3.0</td><td>—</td></tr>
<tr><td>油纸电容型②</td><td>1.0</td><td>0.8</td></tr>
<tr><td colspan="4">（2）tanδ%与出厂实测值或初始值比较不应有显著变化
（3）电容型套管的电容值与出厂值或上一次试验值差别超出±5%时，应查明原因
（4）干式套管按制造厂要求</td></tr>
<tr><td>3</td><td>交流耐压试验</td><td>（1）大修后
（2）必要时</td><td colspan="4">试验电压为出厂耐压试验电压的 85%</td><td>35kV 及以下纯瓷套管可与母线绝缘一起耐压</td></tr>
<tr><td>4</td><td>110kV 及以上套管的局部放电试验</td><td>（1）　必要时
（2）大修后</td><td colspan="4">（1）变压器套管的试验电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$，其他套管的试验电压为 $1.05\ U_m/\sqrt{3}$
（2）油纸电容型套管视在放电量大修中不大于 $10P_c$，运行中不大于 $20\ P_c$</td><td>（1）对保存期超过 1 年的 110kV 及以上套管，安装前应进行局部放电试验
（2）有条件时进行</td></tr>
</table>

注：① 充油套管是指以油作为主绝缘的套管。

② 油纸电容型套管是指以油纸电容芯为主绝缘的套管。

9.2.12 电力电缆

橡塑绝缘电力电缆的试验项目、周期和标准如表 9-13 所示。

表 9-13 橡塑绝缘电力电缆的试验项目、周期和标准

<table>
<tr><th>序 号</th><th>项 目</th><th>周 期</th><th colspan="4">标 准</th><th>说 明</th></tr>
<tr><td>1</td><td>测量电缆主绝缘电阻</td><td>（1）交接时
（2）耐压试验前后
（3）3～6 年一次
（4）必要时</td><td colspan="4">与历次试验结果和同类型设备试验结果相比无显著差别</td><td>1kV 以下电缆用 1000V 兆欧表，1kV 以上电缆用 2500V 兆欧表，6kV 及以上电缆也可用 5000V 兆欧表</td></tr>
<tr><td>2</td><td>测量电缆外护套绝缘电阻</td><td>（1）耐压试验前后
（2）3～6 年一次
（3）必要时</td><td colspan="4">每千米绝缘电阻值不应低于 0.5 MΩ</td><td>（1）采用 500V 兆欧表
（2）当每千米绝缘电阻低于 0.5 MΩ 时应进一步判断外护套是否进水</td></tr>
<tr><td>3</td><td>测量电缆内衬层绝缘电阻</td><td>（1）耐压试验前后
（2）3～6 年一次
（3）必要时</td><td colspan="4">每千米绝缘电阻值不应低于 0.5 MΩ</td><td>（1）采用 500V 兆欧表
（2）当每千米绝缘电阻低于 0.5 MΩ 时应进一步判断内衬层是否进水</td></tr>
<tr><td rowspan="4">4</td><td rowspan="4">主绝缘直流耐压试验</td><td rowspan="4">（1）重做终端或接头后
（2）3～6 年一次
（3）必要时</td><td colspan="4">（1）试验电压如下表，加压时间 5 分钟，不击穿</td><td rowspan="4">（1）泄漏电流突然变化，随时间增长或随试验电压不成正比例的急剧上升，应尽可能找出原因，加以清除，必要时，可视具体情况酌量提高试验电压或延长耐压持续时间
（2）放电时，必须先通过电阻反复放电，直至无火花后，才允许直接接地放电</td></tr>
<tr><td>额定电压（kV）（U_o/U）</td><td>6/10</td><td>21/35</td><td>64/110</td></tr>
<tr><td>试验电压（kV）</td><td>25</td><td>63</td><td>192</td></tr>
<tr><td colspan="4">（2）耐压 5 分钟时的泄漏电流不应大于耐压 1 分钟时的泄漏电流
（3）电缆的泄漏电流只作为判断绝缘情况的参考，不作为是否投入运行的标准，有怀疑时，应缩短试验周期</td></tr>
</table>

9.2.13 电容器

耦合电容器和电容分压器试验项目、周期和标准如表 9-14 所示。

表 9-14 耦合电容器和电容分压器试验项目、周期和标准

序 号	项 目	周 期	标 准	说 明
1	测量两极间的绝缘电阻	2～3 年一次	绝缘电阻≥5000MΩ	用 2500V 兆欧表
2	测量电容值	2～3 年一次	电容值偏差不超过额定值的−5%～+10%	电容值大于出厂值的 102%时，应缩短试验周期
3	测量介质损耗因数 $\tan\delta$	2～3 年一次	10kV 下的 $tg\delta$ 值应不大于下列数值 油纸绝缘 0.5% 膜纸复合绝缘 0.2%	当 $\tan\delta$ 值不符合要求时，可在额定电压下复测，复测值如符合 10kV 以下的要求，可继续投运

9.2.14　变压器油

变压器油的试验项目、周期和标准如表 9-15 所示

表 9-15　变压器油的试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	击穿电压 kV/2.5mm	（1）交接时 （2）大修后 （3）2～3 年一次	设备额定电压、击穿电压 投入运行前的油 35kV 及以下　≥35 110kV　220kV　≥40 330kV　≥50 500kV　≥60 运行中的油 35kV 及以下　≥30 110kV　220kV　≥35 330kV　≥45 500kV　≥50	试验方法按 DL/T429.9 进行
2	测量介质损耗因数 tan*δ*（90℃）	（1）交接时 （2）大修后 （3）2～3 年一次	新油≤0.5 注入设备后≤0.7 运行中的油 220kV 及以下　≤4 500kV　≤2	按 GB/T5654 进行试验

9.2.15　电除尘高压整流变压器

电除尘高压整流变压器的试验项目、周期和标准如表 9-16 所示。

表 9-16　电除尘高压整流变压器的试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	测量绕组的绝缘电阻	大修时	（1）测量一次对二次绕组及外壳的绝缘电阻应大于 500 MΩ （2）测量二次对一次绕组及外壳的绝缘电阻应大于 300MΩ	使用 2500V 兆欧表测量
2	测量硅整流元件及高压套管对地的绝缘电阻	大修时	应大于 2000MΩ	使用 2500V 兆欧表测量
3	测量高低压绕组的直流电阻	大修时	与出厂值相差不超出−2%～2%	换算到 75℃
4	测量整流器各桥臂的正反向电阻	大修时	各桥臂间阻值相差小于 10%	
5	变压器内绝缘油的电气强度试验	（1）2～3 年一次 （2）大修后	工频击穿电压三次平均值不小于 35kV	

9.2.16 电除尘高压直流电缆

电除尘高压直流电缆的试验项目、周期和标准如表 9-17 所示。

表 9-17 电除尘高压直流电缆的试验项目、周期和标准

序 号	项 目	周 期	标 准	说 明
1	测量绝缘电阻	大修后	大于 1500 MΩ	采用 2500V 兆欧表测量
2	直流耐压并测量泄漏电流	（1）大修后 （2）重做电缆头	试验电压是工作电压的 1.7 倍，10 分钟，当电缆长度小于 100m 时，泄漏电流一般小于 30μA	

9.2.17 避雷器

（1）FCD2-20 型保护旋转电机用磁吹阀式避雷器的试验项目、周期和标准如表 9-18 所示。

表 9-18 FCD2-20 型保护旋转电机用磁吹阀式避雷器的试验项目、周期和标准

序 号	项 目	周 期	标 准	说 明
1	测量绝缘电阻	3～5 年一次（结合大修）	与历次测得结果比较相差不大	使用 2500V 兆欧表
2	测量工频放电电压	3～5 年一次（结合大修）	（1）放电电压为 34k～44kV （2）有一次允许超过规定值上限，但超出值不得大于规定值上限的 5%	每只应测试 3 次，每次间隔不少于 10 秒
3	电导电流测量	3～5 年一次（结合大修）	试验电压（直流）为 15kV，流过避雷器的电流不大于 10μA	

注：本表所列内容为避雷器制造厂家使用说明书中规定的，其中序号 1 无要求，序号 3 无条件时可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻代替，其电阻不作规定，并与每次测量值相差不大，本表均列为应试项目。

（2）普阀、磁吹型避雷器的试验项目、周期和标准如表 9-19 所示。

表 9-19 普阀、磁吹型避雷器的试验项目、周期和标准

序 号	项 目	周 期	标 准	说 明
1	测量绝缘电阻	（1）2～3 年一次 （2）必要时	（1）FZ、FCZ 型避雷器的绝缘电阻值与出厂值、前一次或同类型的测量数据进行比较，不应有显著变化 （2）FS 型避雷器绝缘电阻应不低于 2500MΩ	（1）用 2500V 兆欧表 （2）FZ、FCZ 型避雷器主要检查并联电阻通断和接触情况
2	测量工频放电电压	（1）大修后 （2）必要时	（1）FS 型避雷器的工频放电电压在下列范围内 额定电压（kV）：6 / 10 放电电压（kV） 大修中：16～19 / 26～31 放电电压（kV） 运行中：15～21 / 23～33 （2）FZ、FCZ 型避雷器工频放电电压参考值见《预防性试验规程》	带并联电阻的阀型避雷器只在解体大修后进行

续表

<table>
<tr><th>序　号</th><th>项　　目</th><th>周　　期</th><th colspan="2">标　　准</th><th>说　　明</th></tr>
<tr><td rowspan="4">2</td><td rowspan="4">测量电导电流及检查串联组合元件的非线性系数差值</td><td rowspan="4">（1）2～3 年一次
（2）大修后
（3）必要时</td><td colspan="2">（1）FZ，FCZ 型避雷器的电导电流参考值见《预防性试验规程》或制造厂规定值，还应与历年数据比较，不应有显著变化
（2）同一相内串联组合元件的非线性系数差值，不应大于 0.05，电导电流差值（%）不大于 30%
（3）试验电压如下</td><td rowspan="4">（1）由两个及以上元件组成的避雷器，应对每个元件进行试验
（2）有条件时，可用带电测量电导电流代替，如对测量结果有疑问时，应根据停电测量的结果作出判断
（3）如 FZ 型避雷器的非线性因数差值大于 0.05，但电导电流合格，允许做换节处理，换节后的非线性因数差值不应大于 0.05</td></tr>
<tr><td>元件额定电压（kV）</td><td>10　15　20　30</td></tr>
<tr><td>试验电压 U_1（kV）</td><td>—　8　10　12</td></tr>
<tr><td>试验电压 U_2（kV）</td><td>10　16　20　24</td></tr>
<tr><td>4</td><td>检查放电计数器动作情况</td><td>（1）2～3 年一次
（2）大修后
（3）必要时</td><td colspan="2">计数器动作应正确、可靠</td><td>测试后计数器指示应调到“0”</td></tr>
</table>

9.2.18　6kV 系统用于保护旋转电动机的氧化锌避雷器

（1）6kV 系统用于保护旋转电动机的氧化锌避雷器的试验项目、周期和标准如表 9-20 所示。

表 9-20　6kV 系统用于保护旋转电动机的氧化锌避雷器的试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	测量绝缘电阻	3～5 年一次（结合大修）	不低于 1000MΩ	用 2500V 兆欧表
2	测量直流参考电压	3～5 年一次（结合大修）	1mA 下的直流参考电压在初始值的−5%～5%	初始值是指交接或投产试验时的测量值
3	8kV 直流电压下的泄漏电流测量	3～5 年一次（结合大修）	8kV 直流电压下的泄漏电流应不大于 50μA	

注：本表的规定为产品说明书的规定。

（2）氧化锌避雷器的试验项目、周期和标准如表 9-21 所示。

表 9-21　氧化锌避雷器的试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	测量绝缘电阻	（1）2～3 年一次 （2）必要时	（1）35kV 及以下绝缘电阻不小于 1000MΩ （2）110kV 及以上绝缘电阻不小于 2500MΩ	采用 2500V 兆欧表
2	测量直流 1mA 参考电压	（1）2～3 年一次 （2）必要时	直流参考电压与初始值比较其变化应为-5%～5%	初始值是指交接或投产试验时的测量值
3	测量 75%直流参考电压下的泄漏电流	（1）2～3 年一次 （2）必要时	75%直流参数电压下的泄漏电流不大于 50μA	
4	测量运行电压下的交流泄漏电流	（1）每年一次（雷雨季节前） （2）必要时	测量运行电压下的全电流、阻性电流，测得值与初始值比较有明显变化时应加强监测，当阻性电流增加 1 倍时，应停电检查	应记录测量时的环境温度、相对湿度和运行电压，测量宜在瓷套表面干燥时进行，应注意相间干扰的影响
5	测量底座绝缘电阻	（1）2～3 年一次 （2）必要时	与以前测得值比较应变化不大，一般不低于 5MΩ	采用 2500V 兆欧表
6	检查放电计数器动作情况	（1）2～3 年一次 （2）必要时	计数器动作应正确、可靠	测试后计数器指示应调到“0”

注：对基座为绝缘瓷柱的，应测量其绝缘电阻，绝缘电阻自行规定。

（3）20kV FCD2 型避雷器

20kV FCD2 型避雷器的试验项目、周期和标准如表 9-22 所示。

表 9-22　20kV FCD2 型避雷器的试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	绝缘电阻测量	大修时	数值不作规定，用相同测量方法，前后结果不应有较大变化	用 2500V 兆欧表
2	电导电流的测量	大修时	施加直流电压 20kV，电导电流为 5～20μA	直流电压脉动不应超过-1.5%～+1.5%

9.2.19　母线

母线的试验项目、周期和标准如表 9-23 所示。

表 9-23　母线的试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	测量绝缘电阻	（1）大修时 （2）交接时	（1）一般母线绝缘电阻不应低于 1 MΩ/kV （2）15kV 以上密封母线在常温下分相绝缘电阻值不小于 50MΩ	使用 2500V 兆欧表

续表

序　号	项　目	周　期	标　准	说　明
2	交流耐压试验	（1）大修时 （2）交接时	（1）6kV 母线当支持绝缘子为纯磁绝缘时，试验电压为 32kV；为固体有机绝缘时，试验电压为 26kV （2）20kV 封闭母线试验电压为 68kV	纯瓷绝缘母线、固体有机绝缘母线、封闭母线试验电压见出厂说明书

9.2.20　支柱绝缘子和悬式绝缘子

支柱绝缘子和悬式绝缘子的试验项目、周期和标准如表 9-24 所示。

表 9-24　支柱绝缘子和悬式绝缘子的试验项目、周期和标准

<table>
<tr><th>序　号</th><th>项　目</th><th>周　期</th><th>标　准</th><th>说　明</th></tr>
<tr><td>1</td><td>零值绝缘子检测（35kV 及以上）</td><td>（1）投运后前 3 年每年测量一次
（2）如果年劣化率低于 5/10000，则 3～5 年测量一次
（3）如果年劣化率高于 5/10000，则 2～3 年测量一次</td><td>在运行电压下测量</td><td>对多元件针式绝缘子应检测每一个元件</td></tr>
<tr><td>2</td><td>测量绝缘电阻</td><td>（1）悬式绝缘子同上
（2）针式绝缘子 2～5 年一次</td><td>（1）针式支柱绝缘子的每一个元件和每片悬式绝缘子的绝缘电阻不应低于 300MΩ
（2）半导体釉绝缘子的绝缘电阻自行规定</td><td>（1）220kV 及以下悬式绝缘子用 2500V 兆欧表</td></tr>
<tr><td>3</td><td>交流耐压试验</td><td>（1）单元件支柱绝缘子 2～5 年一次
（2）悬式绝缘子 3～5 年一次
（3）随主设备
（4）更换绝缘子时</td><td>（1）支柱绝缘子的交流耐压试验电压标准如下：
<table>
<tr><th rowspan="2">额定电压（kV）</th><th colspan="2">试验电压（kV）</th></tr>
<tr><th>纯瓷绝缘</th><th>固体有机绝缘</th></tr>
<tr><td>6</td><td>32</td><td>26</td></tr>
<tr><td>10</td><td>42</td><td>38</td></tr>
<tr><td>20</td><td>68</td><td>59</td></tr>
<tr><td>35</td><td>100</td><td>90</td></tr>
<tr><td>110</td><td>265</td><td>240</td></tr>
<tr><td>220</td><td>490</td><td>440</td></tr>
</table>
（2）机械破坏负荷为 60～300kN 的盘型悬式绝缘子交流耐压均取 60kV</td><td>（1）35kV 针式支柱绝缘子可根据具体情况按左栏标准 1 或 2 项进行
（2）棒式绝缘子不进行此项试验</td></tr>
</table>

注：运行中悬式绝缘子的试验项目可在检查零值、绝缘电阻及交流耐压试验中任选一项，玻璃绝缘子不进行 1、2、3 项目中的试验，运行中自爆的绝缘子应及时更换

9.2.21 接地装置

接地装置的试验项目、周期和标准如表 9-25 所示。

表 9-25 接地装置的试验项目、周期和标准

序号	项目	周期	标准	说明
1	测量有效接地系统的电力设备的接地电阻	（1）不超过 6 年 （2）可以根据该地网开挖检查的结果斟酌延长或缩短周期	$R \leqslant 2000/i$ 或 $R \leqslant 0.5\Omega$，（当 $i > 4000$A 时）式中，i 为经接地网流入地中的短路电流；R 为考虑到季节变化的最大接地电阻	(1)测量接地电阻时，如在必需的最小测量范围内土壤电阻率基本均匀，可采用各种补偿法，否则，应采用远离法 (2)在预防性试验前或每 3 年及必要时验算 1 次 i 值，并校验设备接地引下线的热稳定
2	测量非有效接地系统的电力设备的接地电阻	（1）不超过 6 年 （2）可以根据该地网开挖检查的结果斟酌延长或缩短周期	(1)当接地网与 1kV 及以下设备共用接地时 $R \leqslant 120/i$ (2)当接地网仅用于 1kV 以上设备时，接地电阻 $R \leqslant 250/i$ (3) 在上述任一情况下，接地电阻一般不得大于 10Ω	
3	测量 1kV 及以下电力设备的接地电阻	6 年一次	使用同一装置的所有这类电力设备，当总容量达到或超过 100kVA 时，其接地电阻不宜大于 4Ω，如总容量小于 100kVA 时，其接地电阻允许大于 4Ω，但不超过 10Ω	对于在电源处接地的低压电力网中的用电设备，只进行接零，不作接地。所用零线的接地电阻就是电源设备的接地电阻，其要求按序号 2 确定，但不得大于相同容量的低压设备的接地电阻
4	测量独立微波站的接地电阻	不超过 6 年	不应大于 5Ω	
5	测量独立的燃油、易爆气体储罐及其管道的接地电阻	不超过 6 年	不应大于 30Ω	
6	测量露天配电装置避雷针的集中接地装置的接地电阻	不超过 6 年	不应大于 10Ω	与接地网连在一起的可不测量，但按序号 8 的要求检查与接地网的连接情况
7	测量烟囱附近的吸风机及引风机处装设的集中接地装置的接地电阻	不超过 6 年	不应大于 10Ω	与接地网连在一起的可不测量，但按序号 8 的要求检查与接地网的连接情况
8	独立避雷针（线）的接地电阻	6 年一次	不应大于 10Ω	

续表

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
9	检查有效接地系统的电力设备的接地引下线与接地网的连接情况	1 年一次	不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象	如采用测量接地引下线与接地网（或相邻设备）之间的电阻值来检查其连接情况，可将所测的数据与历次数据比较和相互比较，通过分析决定是否进行挖开检查
10	抽样开挖检查接地网的腐蚀情况	（1）运行 10 年以上（包括改造后重新运行达到 10 年）的接地网 （2）以后的检查年限可根据前次挖开检查结果自行决定	不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象	可根据电气设备的重要性和施工的安全性，选择 5～8 点沿接地引下线进行开挖检查，如有疑问还应扩大开挖的范围

9.2.22　电气设备的带电红外测温

电气设备的带电红外测温试验项目、周期和标准如表 9-26 所示。

表 9-26　电气设备的带电红外测温试验项目、周期和标准

序　号	项　　目	周　　期	标　　准	说　　明
1	220kV 电气设备接头	（1）新设备投运后 3 个月内 （2）每年秋检之前 （3）必要时	同类型设备或同一设备各相应无明显差别	每次测量结果存档，以备查用

9.3　试验报告的基本要求

高压试验的每一项工作结束后，都要对有关试验情况进行记录，并做出试验报告。试验报告一般包括试验日期，天气情况、温度、湿度、被试设备名称、设备规范、试验部位、试验项目和试验数据，以及对试验数据进行比较、判断的结果、结论及主要试验人员姓名等，必要时还应记录关键性仪器设备的编号。

第 10 章　微机继电保护和自动装置检修规程

在进行检验之前，工作人员应认真学习《继电保护和电网安全自动装置现场工作保安规定》《继电保护及电网安全自动装置检验条例》，理解和熟悉检验内容和要求。

10.1　SAVR−2000 型微机自动励磁调节器检修规程

本规程规定了 SAVR-2000 微机型励磁调节器的检验内容、检验要求、检验周期。适用于继电保护工作人员进行 SAVR-2000 微机型励磁调节器的现场检验。

10.1.1　试验设备及试验接线的基本要求

（1）为了保证检验质量，应使用继电保护微机型试验装置，其技术性能应符合《继电保护微机型试验装置技术条件》的规定。

（2）在保证检验质量的前提下，为加快检验速度，部分检验项目可以采用专用自动调试设备进行检验。

（3）试验仪表应经试验合格，其精度应不低于 0.5 级。

（4）试验回路的接线原则是应使加入保护装置的电气量与实际情况相符。模拟故障的试验回路，应具备对保护装置进行整组试验的条件。

10.1.2　试验条件和要求

（1）交、直流试验电源质量和接线方式等要求参照《继电保护及电网安全自动装置检验条例》有关规定执行。

（2）试验时如无特殊说明，所加直流电源均为额定值。

（3）加入装置的试验电流和电压，如无特殊说明，均指从保护屏端子上加入。

（4）为保证检验质量，对所有特性试验中的每一点，应重复试验三次，其中每次试验的数值与整定值的误差应满足规定的要求。

10.1.3　检验项目

新安装检验、全部检验和部分检验的项目如表 10-1 所示。

表 10-1　新安装检验、全部检验和部分检验的项目

检 验 项 目	新安装检验	全 部 检 验	部 分 检 验
（1）准备工作	√	√	
（2）装置外观检查	√	√	√
（3）常规继电器校验	√	√	
（4）风扇回路检查	√	√	√
（5）静态试验： ① 装置外围回路检查 ② 装置通电检查 ③ 励磁调节装置模拟量检验 ④ 励磁调节装置开关量校验 ⑤ 励磁调节装置给定值上下限试验 ⑥ 双通道通信与双通道切换功能试验 ⑦ PT 断线模拟试验 ⑧ 限制保护功能模拟试验 ⑨ 强励、强励反时限 2、3 段校验 ⑩ 瞬时三段限制、保护校验 ⑪ 空载过压保护 ⑫ 小电流试验 ⑬ 逆变试验	√	√	√ √
（6）带开关传动试验	√	√	√
（7）调节器在开机空载时试验	√	√	
（8）发电机并网初带负载试验	√	√	
（9）检查回路绝缘电阻	√	√	√

注：（1）全部检验周期：新安装的护装置 1 年内进行 1 次，以后每隔 6 年进行 1 次

（2）部分检验周期：每隔 1～2 年进行 1 次

（3）表中有“√”符号的项目表示要求进行检验

10.1.4　检验要求

1．准备工作

（1）拆除功率柜内 K_2、K_4 刀闸上至永磁机的三相交流电源。

（2）拆除功率柜内 K_1、K_3 开关下至励磁机绕组的电缆。

（3）核准中频机相序将中频机来的三相交流电源接至 K_2、K_4 刀闸下端。

（4）解掉调节柜右侧端子排 1001：1、3、5、7；9、11、13、15，以免向 PT 倒送电。端子排 1002：1、6、11、14；16、19、21、24、26、29，以免向定子 CT、转子 CT 倒送电。

2．装置外观检查

（1）对端子排及继电器的螺丝进行紧固。

（2）对调节装置主回路进行检查，包括对开关接线框、螺丝进行紧固。

（3）操作灭磁开关、起励回路、控制回路，同时检查风机是否正常。

（4）控制屏各控制开关、按钮等检查应可靠，无松动、无损坏。

（5）检查各印刷电路板应清洁（用压缩空气或吸尘器清除灰尘），插接可靠，位置正确，连接线应无脱落。

（6）各继电器应动作良好，接点应光滑且接触良好。

3. 常规继电器校验

常规元件包括励磁回路表计及下列继电器：1ZJ、2ZJ、3ZJ、4ZJ、5ZJ、6ZJ、7ZJ、8ZJ、9ZJ、10ZJ、11ZJ、12ZJ、13ZJ、14ZJ、15ZJ、16ZJ、AZJ3、AZJ4、K_1电源监视、K_3电源监视、1LD-3、2LD-3、FG1、FG2、SG1、XJ1、XJ2、XJ3、SG2、XJ5、35SR、K_1扩展继电器 1ZJ、K_3扩展继电器 2ZJ。

继电器的校验方法按《保护继电器校验》规程要求执行。

4. 风扇回路检查

（1）对风扇回路进行清扫、检查、测绝缘。

（2）加三相交流电源试验风扇性能。

（3）对风扇的自动、手动回路分别进行试验。

5. 静态试验

（1）装置外围回路检查

对微机励磁调节装置及可控硅整流柜、FLB 柜等经过现场检查，应无任何异常，符合设计要求。

（2）装置通电检查

通电前，对励磁调节装置及其他设备的外观、机械结构、插件进行检查，无任何异常并符合通电条件。

（3）励磁调节装置模拟量检验

模拟现场励磁PT、仪表PT及定子CT、转子CT输入，分别校准励磁调节装置测量回路，使结果与实际值相符，误差应为−3%～+3%。

（4）励磁调节装置开关量校验

模拟现场的开关量输入，并模拟送出调节装置的开关量，分别校验调节装置及开关量回路。

（5）励磁调节装置给定值上下限试验

在空载、负载下，分别在电压环和电流环下，通过操作增、减磁按钮观测电压给定值，电流给定值的上下限。使结果与实际值相符。

（6）双通道通信与双通道切换功能试验

观察调节装置 A、B 套的角度与给定值应一致，做 A、B 套切换试验，输出波形应无扰动（用示波器观察）。

（7）PT 断线模拟试验

调节器装置以 A 套为主，将调节装置励磁 PT 三相中某相断开，装置将自动切换至 B 套，工控机监控界面及主控插件面板上显示 A 套故障，A 套 PT 断线。以同样方法进行 B 套试验。

（8）限制保护功能模拟试验

① 过励限制。在励磁 PT、仪表 PT 端子加 100V 电压，在定子 CT 端子加入电流，调整电压与电流之间的相位角，经过延时 t=20s，读出过励限制动作时 P、Q 值，画出过励 P-Q 特性曲线应与整定曲线相符，其时间误差应为−3%～+3%。

② 欠励限制。在励磁 PT、仪表 PT 端子加 100V 电压，在定子 CT 端子加入电流，调整电压与电流之间的相位角，经过延时 60ms，读出欠励限制动作时 P、Q 值，画出欠励 P-Q 特性曲线，应与整定曲线相符。

③ 欠励保护。在励磁 PT、仪表 PT 端子加 100V 电压，在定子 CT 端子加入电流，调整电压。

④ V/F 限制。空载状态：保持加入励磁 PT，仪表 PT 电压的频率不变，改变加入励磁 PT、仪表 PT 端电压，经 60ms，读出 V/F 限制动作时的电压值，计算结果 V/F 应与整定值相符，其误差应小于±3%。

负载状态:保持加入励磁 PT、仪表 PT 的电压不变，改变励磁 PT、仪表 PT 电压频率，经延时 60ms，读出 V/F 限制的动作时的频率值，计算结果 V/F 应与整定值相符，其误差应为−3%～+3%

⑤ V/F 保护 1、2（负载状态）。

V/F 保护 1：

a．保持加入励磁 PT，仪表 PT 电压的频率不变，改变加入励磁 PT、仪表 PT 电压值，经延时 T=55s，读出 V/F 保护 1 动作时的电压值，计算结果应与整定值相符，误差应小于±3%。

b．保持加入励磁 PT，仪表 PT 电压值不变，改变加入励磁 PT、仪表 PT 电压的频率值，经延时 T=55s，读出 V/F 保护 1 动作时的频率值，计算结果应与整定值相符，误差应小于±3%。

V/F 保护 2：

a．同 V/F 保护 1 的 a），延时 T=6s。

b．同 V/F 保护 1 的 b），延时 T=6s。

（9）强励限制、强励反时限 2、3 段校验

① 强励限制校验。在励磁 PT、仪表 PT 端子加入三相交流电压 100V，定子 CT、转子 CT 串起来加入三相交流电流，模拟发电机主开关合上，改变加入三相交流电流，经延时，强励限制器动作。其动作电流与动作时间的关系，应符合 t≤19.5s 曲线，否则不合格。

② 强励反时限 2 段校验。做法同（9）的①，其动作电流与动作时间的关系，应符合 t=25s 曲线，否则不合格。

③ 强励反时限 3 段校验。做法同（9）的①，其动作电流与动作时间的关系，应符合 t=30s 曲线，否则不合格。

（10）瞬时三段限制、保护校验

① 瞬时一段限制。在励磁 PT、仪表 PT 端子加入三相交流电压 100V，定子 CT、转子 CT 串起来加入三相交流电流，改变加入三相交流电流值，经延时 t=60ms，瞬时一段限制动作，其动作值与整定值误差应小于±3%。

② 瞬时二段限制。做法同（10）的①，经延时 t=60ms，瞬时二段限制动作，其动作值与整定值误差应小于±3%。

③ 瞬时三段限制。做法同（10）的①，经延时 t=2s，瞬时三段限制动作，其动作值与整定值误差应小于±3%。

（11）空载过压保护

模拟发电机空载运行，在励磁 PT、仪表 PT 端子加入三相交流电压 120V，装置逆变灭磁，观察示波器，调节器输出波形应正确。

（12）小电流试验

将滑线变阻器并在 K_1 或 K_3 开关上方作为负载，合上 K_2 或 K_4 刀闸，开启中频机，送上中频机电源，在励磁 PT、仪表 PT 端子加入三相交流电压 100V，定子 CT、转子 CT 串起来加入三相交流电流（电流值要小）按下“开机令”，操作“增磁”按钮，改变触发角度，至整流柜输出电压为 50V，电流很小。用示波器观察：整流桥输出波形，特性一致性较好，每个桥均能可靠触发。

（13）逆变试验

做完小电流试验，主控室操作“紧急停机”，装置开始逆变，用示波器观察，调节器输出波形应正确。

6．带开关传动试验

主控室、就地分合、跳开关，开关均能正确动作。合上 K_1、K_3，模拟发电机保护、调节器保护动作，K_1、K_3 开关跳闸，指示灯回路、事故音响正确。

7．调节器在开机空载时试验

试验目的：

静态试验是调节器开环式的模拟试验，无法检测其闭环时自动调节的特性。开机中的动态试验，可以更准确地试验调节器的调节性能，并且通过对装置参数的调整，使调节器性能达到最佳状态，有利于更好地使用、维护调节装置。

（1）零起升压

调节器置“电压闭环”，满足起励条件，发电机自动建压至起励电压，主控室操作“增磁”回路，将机端电压升至全电压，主控室操作“减磁”回路，将机端电压减至 0。

（2）电压阶跃试验

调节器置“电压闭环”，分别在机端电压 80%U_e、100%U_e 时通过工控机试验窗输入命令，做±10%阶跃响应试验，录波观察调节性能，整定电压环 PID 参数。

（3）切换试验

调节器置“电压闭环”，机端电压稳定在 80%U_e 时做 A 套/B 套互切试验，观察发电机电压应无明显的波动；调节器置“电流闭环”，做 A 套/B 套互切换试验，观察发电机电压应无明显的波动。

（4）电流阶跃试验

调节器置“电流闭环”，选择空载额定电流的 80%I_e 时，进入工控机试验窗输入命令，做±5%I_e 阶跃试验，录波观察调节性能，整定电流环 PID 参数。

（5）自动软起励试验：选择调节器“软起励”，“电压闭环”运行方式，按下开机命令，调节器应自动建压至软起励设置值，录波观察调节性能。

（6）PT 断线试验

调节器置 A 套为主，将励磁 PT 三相中某相断开，调节器自动切换至 B 套，发“PT 断线报警”，录波观察，发电机电压应无波动；恢复励磁 PT，将仪表 PT 三相中某相断开，调节器

自动切换至 A 套，发“PT 断线报警”，录波观察，发电机电压应无波动。

（7）*V*/*F* 限制试验

机组转速由 3000r/min 下降，当机组频率低于 47.5Hz 时，*V*/*F* 限制开始动作，当机组频率低于 45Hz 时，录波观察，调节器装置逆变灭磁。

（8）逆变灭磁试验

发电机空载额定运行，主控室操作“紧急停机”命令，录波观察，调节器输出电压波形、发电机电压波形应正确。

8．发电机并网初带负载试验

（1）校验有功、无功测量值

进入工控机信息窗，查看有功、无功测量值与实际值一致，误差应为−3%～+3%，否则应调整。

（2）投调差试验

根据系统要求，确定负调差值，投入时检查极性正确。

（3）A 套/B 套切换试验

调节器置“电压闭环”，机端电压稳定在 100%做 A 套/B 套互切试验，观察发电机电压、无功应无明显的波动。

（4）电流闭环试验

调节器装置由“电压闭环”切至“电流闭环”，切换时，观察发电机电压、无功应无明显的波动，在“电流闭环”下操作增减磁，无功变化平滑，无摆动。

（5）过励限制试验

联系调度，调整无功至过励限制动作值延时后，调节器装置过励动作，自动减磁，无功减小，过励信号返回。

（6）欠励限制试验

联系调度，调整无功至欠励限制动作值延时后，调节器装置欠励动作，自动增磁，无功增大，欠励信号返回。

（7）电力系统稳定器 PSS 试验

联系调度，调整发电机有功在 $0.8p_n$ 以上，无功在 $0.2p_n$ 以下，通过工控机试验窗，输入发电机电压阶跃值，录波，观察发电机电压、有功的波动情况。

（8）甩无功负荷试验

根据系统电压大小，将发电机无功负荷调整到 1/2 额定值或额定值，手动拉开发电机主开关甩无功负荷，录波观察发电机电压超调量。要求：在甩纯额定无功负荷时，电压超调一般不应超过 10%～15%*U*e;在甩额定有功及无功负荷时，电压超调不应超过 15%～20%。

9．检查回路绝缘电阻

整个二次回路的绝缘电阻检测。在端子排处将所有电流、电压及直流回路的端子连接在一起，并将电流回路的接地点拆开，用 1000V 摇表测量整个回路对地的绝缘电阻，其绝缘电阻应大于 1.0MΩ。

10.2 RE316 型微机发变组保护检修规程

本规程规定了 RE316 型微机发变组保护装置的检验内容、检验要求及检验方法，适用于继电保护工作人员进行 RE316 型微机发变组保护装置的现场检验工作。

10.2.1 检验项目

新安装检验、全部检验和部分检验的项目如表 10-2 所示

表 10-2 新安装检验、全部检验和部分检验的项目

检 验 项 目	新安装检验	全 部 检 验	部 分 检 验
1. 通用部分			
（1）外观及接线检查	√	√	√
（2）绝缘电阻及耐压试验			
① 保护屏二次回路外部绝缘电阻测试	√	√	√
② 保护屏二次回路内部绝缘电阻测试	√	√	√
③ 保护屏内部二次回路耐压试验	√		
（3）逆变电源的检查	√	√	√
（4）TA 及其二次回路检查	√		
（5）电压互感器的二次回路检查			
2. REG216/316 微机发变组保护装置检查			
（1）通电初步检验	√	√	√
（2）开关量输入回路检验	√	√	
（3）开关量输出回路检验	√	√	
（4）模拟量采样系统检验	√	√	√
（5）定值整定	√	√	
3. 整组功能试验	√	√	
4. 非电量保护测试	√	√	
5. 整组传动试验	√	√	√
6. 带断路器传动	√	√	√
7. 定值及时钟核对	√	√	√
8. 启动试验	√	√	
9. 试验结论	√	√	√

注：（1）全部检验周期：新安装的微机保护装置 1 年内进行 1 次全检，以后随机组大修进行

（2）部分检验周期：随机组小修进行

（3）表中有“√”符号的项目表示要求进行检验

10.2.2 检验要求

1. 通用部分

（1）外观及接线检查

① 检查保护装置的硬件配置，标注及接线等应符合图纸要求。

② 检查保护装置的元器件外观质量是否良好，所有插件应接触可靠。

③ 检查保护装置的接线是否有断线、短路、焊接不良等现象。

④ 检查装置外部电缆接线应与设计相符，满足运行要求。

⑤ 检查、清扫保护屏及接线，紧固螺丝。

（2）绝缘电阻及耐压试验

① 保护屏外部二次回路绝缘电阻测试。用 1000V 摇表分别测量各组回路之间及对地的绝缘电阻，绝缘电阻要求大于 1MΩ。

② 保护屏内部二次回路绝缘电阻测试。

检验条件：

断开保护屏与外部回路二次接线，将保护装置的交流插件、出口插件及电源插件插入机箱，拔出其余插件；将打印机与微机保护装置断开；保护屏上各连片置“投入”位置。在保护屏端子排内侧分别短接交流电流和交流电压回路、保护直流回路、控制直流回路、信号回路的端子。

用 1000V 摇表测量各回路对地的绝缘电阻，绝缘电阻要求大于 10MΩ。

注：试验接线连接要紧固，每进行一项绝缘试验后，须将试验回路对地放电。在进行定期校验时，可以采用整体绝缘测试的方法，即在保护屏的端子排处将所有电流、电压及直流回路的端子连接在一起，并将电流回路的接地点拆开，用 1000V 摇表测量回路对地（屏板）的绝缘电阻，其绝缘电阻要求大于 1MΩ。此项检验只有在被保护设备的断路器、电流互感器全部停电及电压回路已在电压切换把手或分线箱处与其他单元设备的回路断开后，才允许进行。

③ 保护屏内部二次回路耐压试验。在测试上述绝缘阻值合格后，才允许进行耐压试验。

拔出所有插件，对装置内部连接回路用工频 1000V 进行 1 分钟耐压试验。当绝缘电阻高于 1MΩ 时，允许用 2500V 兆欧表测试绝缘电阻的方法代替。

（3）逆变电源的检查

① 自启动性能检验。

a．插入全部插件，合上保护装置的电源开关，试验直流电源由 0 缓慢升至 80%额定电压，此时面板上运行指示灯亮。

b．直流电源分别调至 80%、110%额定电压，断开、合上电源开关，面板上运行指示灯应显示正常。

② 拉合直流电源试验。工作电压下断开、合上直流电源开关，面板上运行指示灯应显示正常。

（4）TA 及其二次回路检查

① 校核 TA 特性及变比合理。

② TA 的变比与 10％误差应满足要求。

③ TA 二次绕组的布置及二次回路应满足反措的要求。

（5）电压互感器的二次回路检查

对采用放电器接地的电压互感器的二次回路，需检查其接线的正确性及放电器的工频放电电压。

定期检查时可用兆欧表检验放电器的工作状态是否正常。一般当用 1000V 兆欧表时，放电器不应击穿；而用 2500V 兆欧表时，放电器应可靠击穿。

2．RE316 保护装置检查

（1）通电初步检验

① 保护装置的通电检查。给上装置直流电源，正常情况下，“运行”灯亮，液晶屏幕显示：实时时钟、变压器主接线、装置编号、各侧电流电压采样平均值、各相差流、各侧功率方向、过激磁测量倍数、频率。

② RE316 装置检查键盘。在保护装置正常运行状态下，“↑”“←”“→”“↓”为方向键，“+”“-”为修改键，“确认-ENT”“取消-ESC”“区号（复位 RST）”为命令键。检查键盘操作灵活。

③ PC 与保护装置的联机试验。将 PC 与微机保护装置的通信电缆连接好，联机测试正常。

④ 程序版本检查。在 PC 机相应程序显示程序版本号，检查并记录。

⑤ 时钟的整定与校核。

a．时钟的整定。保护装置在与 PC“联机”状态下，自动与 PC 时钟同步。

b．时钟的失电保护功能检验。时钟同步以后，通过断、合电源开关的方法，检验在直流消失一段时间的情况下，走时仍应准确。

⑥ 装置参数设置。保护装置在与 PC“联机”状态下，进入装置参数整定菜单，根据现场情况进行定值整定、装置名称、本机通信地址、波特率等设置。

⑦ 系统参数设置。保护装置在与 PC“联机”状态下，进入硬件功能菜单，根据现场情况进行额定频率、TA/TV 变比、通道参考值设定、通道名称、开入/开出量名称设定等设置。

（2）开关量输入回路检验

给上装置电源，保护装置在与 PC“联机”状态下，依次投入和退出屏上相应压板及相应开入接点，在测量菜单中查看二进制状态（高电平状态为“＋”，低电平状态为“-”），检查二进制状态与原理图是否对应。

（3）开关量输出回路检验

给上装置电源，保护装置在与 PC“联机”状态下，进入测试功能菜单，依次强制开关量输出继电器动作，在端子排相应位置测量应正确，对于经压板出口的继电器，还应投、退屏上相应压板进行检验。

（4）模拟量采样系统检验

保护装置在与 PC“联机”状态下，通过菜单操作，进入测量菜单，检查装置实时显示模拟量的当前状态，包括幅值、相位、相序。

① 零漂检查。将保护装置电流回路断开、电压回路短接。检查指标要求：在一段时间内（5 分钟）零漂值稳定在 0.01In 或 0.2V 以内。

② 模拟量测量精度检查。将所有电流通道相应的电流端子加稳定交流电流，将所有电压通道相应的电压端子加稳定交流电压。检验 0.1 倍、1 倍、5 倍的额定电流和 0.1 倍、0.5 倍、1 倍的额定电压下的测量精度，通道采样值误差≤5%，在三相电压 5V 和三相电流 $0.1I_n$ 时，相角误差≤3°。

（5）定值整定

① 定值整定。根据现场实际情况校验并设置系统参数，根据定值单整定保护定值，将打印定值与定值单逐项核对。

② 整定值的失电保护功能检验。整定值的失电保护功能可通过断、合逆变电源开关的方

法检验，保护装置的整定值在直流电源失电后不会丢失或改变。

③ 整组功能试验。

（1）发电机差动保护 87G 检验

① 差动最小动作电流及动作时间测试。依次在装置各侧加入单相电流，电流值大于 1.05×差动最小动作电流值时,差动保护应可靠动作；电流值小于 0.95×差动最小动作电流值时,差动保护应不动作。

在装置加 2 倍最小动作电流时测量动作时间，动作时间不应大于 30ms。

② 标积制动特性测试。只投入发电机差动保护。

在 A 相两侧接微机测试仪两单相电流，分别在两侧通入相位相反的电流 I_T、I_N，电流数值接近，以差动保护不动作为准。减小一侧电流，使差动保护动作。记录下 I_T、I_N 电流值，并根据如下公式计算出 I_d 及 I_H，根据 I_d 及 I_H 计算标积制动系数。起始点为只加单侧电流时的动作值，第一、二点为靠近拐点前后的两点，第三点应远离拐点，以检验拐点电流值及制动系数是否合理。

差动电流：　$I_d = \left|\dot{I}_1 + \dot{I}_2\right|$

制动电流：　$I_H = \sqrt{I_1 \bullet I_2}\cos\alpha \qquad \cos\alpha \geqslant 0$

$I_H = 0 \qquad \cos\alpha < 0$

式中　α 为 $\dot{I}_1$ 和 $-\dot{I}_2$ 的夹角

B、C 相测试同 A 相。

（2）变压器差动保护 87T 检验

本保护功能适用于发变组差动、主变差动、高厂变差动、高备变差动、励磁变差动保护。

① 差动最小动作电流及动作时间测试。依次在装置各侧加入单相电流，电流值大于 1.05×（差动最小动作电流值/各侧平衡系数）时，差动保护应可靠动作；电流值小于 0.95×（差动最小动作电流值/各侧平衡系数）时，差动保护应不动作。

在装置加 2 倍最小动作电流时测量动作时间，动作时间不应大于 35ms。

② 标积制动特性测试。只投入变压器差动保护，为简化校验过程，可以将联结组别改为 Y/Y0。以下以 Y/Y0 为例说明:

本保护根据各侧额定电压和各侧 TA 变比及变压器绕组接线方式自动调节电流平衡。

变压器高压侧绕组的幅值补偿系数 $a_1 = I_{T1}/I_{CT1}$ ；

变压器中压侧绕组的幅值补偿系数 $a_2 = I_{T2}/I_{CT2}$ ；

变压器低压侧绕组的幅值补偿系数 $a_3 = I_{T3}/I_{CT3}$ ；

式中，I_{CT1}、I_{CT2}、I_{CT3} 分别为变压器高、中、低侧 TA 一次额定值（A）；I_{T1}、I_{T2}、I_{T3} 分别为变压器高、中、低侧额定电流。

在 A 相两侧接微机测试仪两单相电流，分别在两侧通入相位相反的电流 I_T、I_N，以差动保护不动作为准。减小一侧电流，使差动保护动作。记录下 I_T、I_N 电流值，并根据如下公式计算出 I_d 及 I_H，根据 I_d 及 I_H 计算标积制动系数。起始点为只加单侧电流时的动作值，第一、第二点为靠近拐点前后的两点，第三点应远离拐点，以检验拐点电流值及制动系数是否合理。

差动电流　$I_d = \left|\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3\right|$

制动电流 $I_H = \sqrt{I_1^{'} I_2^{'} \cos\alpha}$ $\cos\alpha \geqslant 0$

$I_H = 0$ $\cos\alpha < 0$

式中 $I_1^{'} = \max(I_1, I_2, I_3)$（A）；

$I_2^{'} = I_d - I_1^{'}$（A）；

α 为 $\dot{I}_1$ 和 $-\dot{I}_2$ 的夹角。

B、C 相测试同 A 相。三侧制动特性应分别两两测试，测试方法同上。

③ 谐波制动特性检验。只投入变压器差动保护。用可输出叠加谐波的测试仪分别在各侧加 2 倍差动定值单相基波电流，改变二次谐波电流或二次谐波比例，检测差动保护在 0.95 倍谐波含量整定值时应可靠动作，1.05 倍谐波含量整定值时差动保护应不动作。

④ 差动速断检验。在各侧分别施加冲击电流（基波电流中加入大于 1.2 倍谐波含量整定值的二次谐波），电流值大于 1.05×（速断整定值/各侧幅值补偿系数）时，差动保护应不动作，速断保护应可靠动作；差动电流值小于 0.95×（速断整定值/各侧幅值补偿系数）时，差动保护、速断保护均应不动作。

⑤ TA 断线报警检验。投入 TA 断线报警，使用六相电流输出的测试仪器进行 TA 断线报警检验：

一相断线试验，模拟变压器带大于 TA 断线定值的负荷电流，任一相电流断开，应发出 TA 断线告警信号。

三侧均要求做报警检验，每侧做一相即可。

（3）过电流保护 51G 检验

本保护功能适用于发电机过电流保护、发电机励磁回路过负荷保护、变压器过流保护、厂变分支过流保护

① 发电机定时限过电流保护检验。只投入发电机定时限过电流保护，分别外加单相电流使电流元件动作，测试动作值、返回值、动作时间，检查返回系数不小于 0.9。

② 发电机反时限过电流保护检验。只投入发电机反时限过电流保护，分别外加单相电流使电流元件动作，测试电流启动值、返回值，检查返回系数不小于 0.95，并测试反时限特性曲线（测试时注意将热积累清零，至少测 5 个点）。

（4）发电机负序过电流保护 46G 检验

① 发电机定时限负序过电流保护检验。只投入发电机定时限负序过电流保护，分别外加单相电流使负序电流元件动作，测试动作值、返回值、动作时间，检查返回系数不小于 0.9（测试时注意负序电流等于单相电流的 1/3）。

② 发电机反时限负序过电流保护检验。只投入发电机反时限负序过电流保护，分别外加单相电流使负序电流元件动作，测试电流启动值、返回值，检查返回系数不小于 0.95，并测试反时限特性曲线（测试时注意负序电流等于单相电流的 1/3，将热积累清零，至少测 5 个点）。

（5）发电机过激磁保护 24G 检验

① 发电机定时限过激磁保护检验。只投入过激磁保护压板，在电压端子加入额定电压，降低频率使过激磁保护动作，记录频率值及动作时间，计算过激磁倍数；固定频率，升高电压使过激磁保护动作，记录电压值及动作时间，计算过激磁倍数，几次计算过激磁倍数应接近，与定值相比误差小于 5%。

② 发电机反时限过激磁保护检验。只投入发电机反时限过激磁保护，测试过激磁保护的

启动值、返回值，检查返回系数不小于 0.95，并测试反时限特性曲线（测试时注意将热积累清零，至少测 5 个点）。

（6）发电机阻抗保护 21G 检验

只投入发电机阻抗保护（此保护为全阻抗保护）；测试前保护无 TV 断线信号。

① 阻抗动作值测试。固定发电机电流不变，减小发电机电压使保护动作，计算阻抗值应与整定值相符，误差不超过 5%（按 AB 相阻抗 U_{ab}/I_a、BC 相阻抗 U_{bc}/I_b、CA 相 U_{ca}/I_c 分别测试）。

改变电流、电压相角，做出阻抗圆边界、灵敏角应与整定相符。

② 保护动作时间测试。在灵敏角下施加 0.8 倍阻抗整定值，测量保护动作时间，误差符合技术条件要求。

③ TV 断线闭锁功能检验。TV 断线闭锁采用两组 TV 互相比较原理，测试时先在两组 TV 上加三相平衡电压，然后断开一相，观察 TV 断线闭锁灯亮，模拟阻抗保护动作，测试阻抗保护经其闭锁。

（7）发电机失磁保护 40G 检验

只投入发电机失磁保护；测试前保护无 TV 断线信号。失磁保护一般采用异步边界阻抗圆原理。

① 阻抗动作值测试。固定发电机电流不变，减小发电机电压使失磁保护动作，计算阻抗值应与整定值相符，误差不超过 5%（按 AB 相阻抗 U_{ab}/I_a、BC 相阻抗 U_{bc}/I_b、CA 相 U_{ca}/I_c 分别测试）。

改变电流、电压相角，做出阻抗圆边界、灵敏角应与整定相符。

② 保护动作时间测试。在最大灵敏角处模拟 0.8 倍阻抗整定值，测量失磁保护动作时间，误差应符合技术条件要求。

③ TV 断线闭锁功能检验。TV 断线闭锁采用两组 TV 互相比较原理，测试时先在两组 TV 上加三相平衡电压，然后断开一相，观察 TV 断线闭锁灯亮，模拟失磁保护动作，测试失磁保护经其闭锁。

（8）发电机失步保护 78G 检验

只投入发电机失步保护；测试前保护无 TV 断线信号。失步保护一般采用三元件阻抗原理。保护应整定 Z_A、Z_B、Z_C、灵敏角、透镜内角、区内外滑极次数、跳闸设定等。

失步保护阻抗采用发电机机端正序电压、发电机机端正序电流来计算，交流量的通入方法与失磁保护调试相同。在测试时应将两侧透镜内角整定相同。

三元件失步保护继电器特性如图 10-1 所示。

把阻抗平面分成四个区 OL、IL、IR、OR，阻抗轨迹顺序穿过四个区（OL→IL→IR→OR 或 OR→IR→IL→OL），则保护判为发电机失步振荡。Z_C 电抗线用于区分振荡中心是否位于发变组内，阻抗轨迹顺序穿过四个区时位于电抗线以下，则认为振荡中心位于发变组内，位于电抗线以上，则认为振荡中心位于发变组外。每顺序穿过一次，保护在区内或区外的滑极计数加 1，达到整定次数，保护则动作。

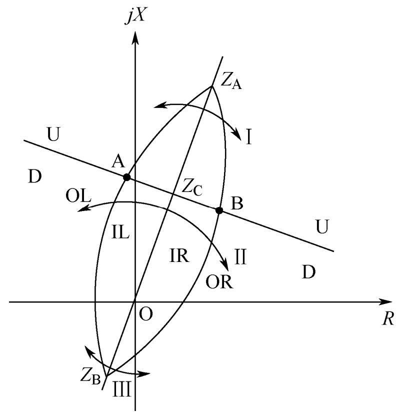


图 10-1　三元件失步保护继电器特性

① 失步保护上端阻抗 Z_A 的校验（角度步长为 1°）。Z_A

为阻抗透镜的上端阻抗，是区外失步的上端边界，保持阻抗值不变，调整阻抗角，变化三相电压的相位，使阻抗角从0°平缓增加，轨迹按轨迹 *I* 穿越阻抗透镜，观察“区外振荡滑次数”增加一次计数，随即反方向变化阻抗角，即先前是递增，而后就递减；先前是递减，而后就递增，使得阻抗轨迹沿轨迹 *I* 往复穿越阻抗透镜，直到保护动作。

② 失步保护下端阻抗 Z_B 的校验（角度步长为 1°）。Z_B 为阻抗透镜下端阻抗定值，是区内失步的下端阻抗，校验时阻抗值按照 95%Z_B 设定（如图 10-1 所示），保持阻抗值不变，调整阻抗角，变化三相电压的相位，使阻抗角从 180°～360°平缓递增，轨迹按轨迹III穿越阻抗透镜，方法同上。

③ 失步保护阻抗 Z_C 及灵敏角、透镜内角的校验（角度步长为 1°）。Z_C 为阻抗透镜的电抗线阻抗，是区内失步和区外失步的边界，试验方法同 Z_A。试验时根据 Z_C 整定值设置参数，逐步增大阻抗圆半径，观察“振荡滑极次数”从区内转至区外时，记录此时阻抗的幅值和角度；用同样方法测试反方向阻抗的幅值和角度并记录，计算出 Z_C 和灵敏角、透镜内角应符合定值。

④ TV 断线闭锁功能检验。TV 断线闭锁采用两组 TV 互相比较原理，测试时先在两组 TV 上加三相平衡电压，然后断开一相，观察 TV 断线闭锁灯亮，模拟失步保护动作，测试保护经 TV 断线闭锁。

（9）发电机逆功率保护 32G 检验

只投入发电机逆功率保护；测试前保护无 TV 断线信号。

① 逆功率保护定值检验。测试时注意模拟逆功率工况，固定三相电流、三相电压，改变电流、电压间相角至保护动作，计算此时逆功率值应符合定值。

② 逆功率保护时间检验。测试 1.2 倍定值的逆功率工况下，保护的动作时间符合定值要求。

（10）95%定子接地保护

只投入发电机 95%定子接地保护保护，加入 0.95 倍基波零序电压时保护不动作，加入 1.05 倍基波零序电压时保护可靠动作。

加入 1.2 倍整定值电压,测试动作时间符合要求。

（11）95% ～100%定子接地保护

只投入发电机 95%～100%定子接地保护保护，满足机端电压条件，加入 1.05 倍基波零序电压时保护不动作，0.95 加入倍基波零序电压时保护可靠动作。

（12）发电机频率保护 81F 检验

只投入频率保护压板，并投入频率保护相应控制字

① 发电机超频率保护检验。将频率保护时间定值整定为 0，在发电机电压回路加频率可调的电压，逐渐升高频率至保护动作，检验频率误差不大于 0.1Hz。

恢复频率保护时间定值，模拟电压从工频突增至频率整定值+1Hz，测量保护动作时间符合定值要求。

② 发电机低频率保护检验。将频率保护时间定值整定为 0，在发电机电压回路加频率可调的电压，逐渐降低频率至保护动作，检验频率误差不大于 0.1Hz。

恢复频率保护时间定值，将频率累积值清零，模拟电压从工频突减至频率整定值-1Hz，测量保护动作时间符合定值要求。

③ 发电机低电压闭锁频率保护功能检验。将频率保护时间定值整定为 0，加入能使保护可靠动作的频率，其电压值为 0.95 倍低电压闭锁定值，闭锁元件动作，保护不出口；其电压值

为 1.05 倍低电压闭锁定值，保护可靠动作。

（13）发电机纵向基波零序电压保护 59G 检验

只投入发电机纵向基波零序电压保护，加入 0.95 倍工频整定电压时保护不动作，加入 1.05 倍工频整定电压时保护可靠动作；加入整定值-1V 的工频电压，同时叠加 50V 三次谐波电压保护应可靠不动作。

TV 断线闭锁功能检验:

TV 断线闭锁采用两组 TV 互相比较原理，测试时先在两组 TV 上加三相平衡电压，然后断开一相，观察 TV 断线闭锁灯亮，模拟发电机纵向基波零序电压保护动作，测试保护经 TV 断线闭锁。

（14）发电机过电压保护 59G 检验

只投入发电机过电压保护，在电压回路加入 0.95 倍整定值电压，保护不动作；缓慢升高电压至保护可靠动作后降低电压使保护返回，记录动作值、返回值，返回系数应不小于 0.9。

在电压回路加入 1.2 倍整定值电压,测试动作时间符合要求。

（15）发电机误上电保护 51/27 检验

只投入发电机误上电保护，测试前保护无 TV 断线信号。

① 电流元件检验。仅施加三相电流,测试动作值、返回值、动作时间。

② 低电压保持元件检验。施加低于 0.9 倍电压整定值，施加 1.2 倍电流整定值，保护延时动作。降低电流至 0.9 倍电流整定值，保护延时返回。

施加高于 1.1 倍电压整定值，施加 1.2 倍电流整定值，保护延时动作。降低电流至 0.9 倍电流整定值，保护瞬时返回。

要求保护的固有时间不大于 70ms。

（16）高厂变复合电压闭锁过流保护检验

只投入高厂变复合电压闭锁过流保护

① 电流动作值测试，加电流测试动作值、返回值、动作时间。

② 低电压动作值测试，加三相全电压，1.2 倍电流定值，分别降低两相电压检测动作值、返回值。

③ 负序电压动作值测试，加三相全电压，1.2 倍电流定值，降低单相电压检测动作值、返回值。

（17）变压器零序过流保护

只投入变压器零序过流保护，外加零序电流测试动作值、返回值、动作时间。

（18）变压器间隙零序保护

只投入变压器间隙零序过流保护，间隙零序电流取自变压器中性点间隙 TA，零序电压取自变压器高压侧 TV 的开口三角电压。

① 间隙零序电压动作值测试，外加间隙零序电压测试动作值、返回值、动作时间。

② 间隙零序电流动作值测试，外加间隙零序电流测试动作值、返回值、动作时间。

（19）失灵启动电流元件检测

模拟电气量保护动作后启动失灵保护（可加判三相位置不一致）。

① 相电流动作值测试，分别外加单相电流使相电流元件动作，测试动作值、返回值、动作时间。

② 零序电流动作值测试，外加零序电流使零序电流元件动作，测试动作值、返回值、动

作时间。

③ 负序电流动作值测试，外加负序电流使负序电流元件动作，测试动作值、返回值、动作时间。

（20）通风启动

电流动作值测试，各侧外加单相电流测试动作值、返回值、动作时间。

4．非电量保护测试

非电量保护测试时必须根据实际工程设计图纸进行测试，并逐个检查信号和出口接点动作情况。对于跳闸的非电量保护应测动作时间、动作电压(55%～70%额定直流电压)和启动功率。

5．整组传动试验

（1）整组动作时间测量

本试验要求对发变组主保护（包括电量保护和非电量保护）要作整组动作时间测试。整组动作时间为从模拟故障开始至保护跳闸出口的全部动作时间，非电量保护可以从屏后端子短接试验。试验时要求必须从故障开始计时保护跳闸出口停止计时，不能单从微机保护的显示报告及打印报告读取动作时间。模拟故障使主保护能可靠动作，注意投退相关的保护出口压板，要求整组动作时间小于 50ms（不包含开关跳闸时间）。

（2）非电量保护及开入量传动

非电量保护传动应是在各非电量保护单体调整完毕，二次电缆接线完毕后进行。传动时允许用手压动接点的方法进行。首先将变压器本体保护、发电机及其励磁系统、母线保护、热工保护等开入信号传到保护屏，观察保护的灯光及显示信号是否正确。信号正确后再将各开关量开出到出口继电器，检查各出口及压板应与图纸及定值单一致。并检查应可靠不启动系统失灵保护。

（3）发变组保护外部接线正确性检查

本项试验要求二次回路接线全部检查正确，带全部回路传动。

① 中央信号、故障录波及 DCS 等信号回路检查。根据微机保护与中央信号、DCS 等信息传送数量和方式的具体情况确定试验项目和方法，但要按设计要求，传动全部保护工作信息。在做失灵保护回路检查时，要特别注意做好失灵保护的安全措施。

② 电流回路接线检查。测量各 TA 回路电阻，检查各侧保护电流接线极性正确。差动电流回路只有一个接地点且接在保护盘上。后备保护电流回路一点可靠接地。

6．带断路器传动

进行传动断路器试验之前，手动拉合断路器已全部正确。开关站应有专人监视，控制室监视中央信号及声、光信号指示是否正确。要求按每个出口继电器都必须跳一次断路器为原则。

7．定值及时钟核对

打印定值报告与定值通知单核对一致。校核保护装置时钟与北京时间一致。打印开关量状态报告，检查其与实际运行一致。检查保护装置无异常信息。

8．启动试验

（1）发变组短路状态下保护 TA 检验

发变组（含高厂变）带短路点零起升流，当发电机电流升至 20%时，检查各 TA 回路均有电流，记录各 TA 的电流及差流值（包括零序电流），检查保护装置无异常信息。

（2）发变组空载状态下保护 TV 检验

发变组零起升压，当电压升至 20%时，检查各 TV 回路均有电压, 当电压升至 100%时记录各 TV 的电压（包括零序电压），检查保护装置无异常信息。

（3）带负荷试验

机组并网带一定负荷时，记录机组有功、无功负荷，计算此时的角度，测量功率方向和带阻抗元件保护的电流、电压正确性，当高压厂用变低压侧无法做短路试验时可在此项中进行。

9．试验结论

试验结论包括是否符合设计要求，可否投入运行，有无遗留问题，运行注意事项等。

10.3　CSC−300 系列发电机变压器成套保护装置检修规程

CSC-300 系列数字式发电机变压器组保护装置的设计，是基于 DSP 和 MCU 合一的 32 位单片机一体化设计思想，适用于各种容量等级、各种类型的发电机变压器（包括发电机变压器组、发电机、调相机、主变压器、高压厂用变压器、启动/备用变压器、励磁机/励磁变等）的数字式继电保护装置。其中，CSC-306 为发电机/调相机和励磁保护装置，CSC-316M 为主变压器保护装置，CSC-316A 为高压厂用变压器保护装置，CSC-316B 为启动/备用变压器保护装置。CSC-300 为发电机变压器组保护装置，该装置最大包含一套完整的发电机、励磁机/励磁变、主变、两台高厂变的电气量保护，本说明书为 CSC-300 数字式发电机变压器组保护装置（以下简称装置）的说明书。

10.3.1　检修前准备工作

（1）试验前应准备三相微机保护校验仪、十字螺丝刀、平口螺丝刀、保护柜门钥匙、尖嘴钳、试验线、500V 兆欧表、直流电桥、万用表等工具仪器。

（2）应事先准备好交流 220V 试验电源。

（3）准备好 CSC-300 系列发电机变压器成套保护装置的使用说明书、技术说明书、调试大纲及图纸等资料。

⑷准备好试验记录笔和试验记录本。

10.3.2　主要功能

1．主变压器保护功能

（1）发变组差动保护。

（2）主变差动保护。

（3）两段两时限阻抗保护。

（4）两段两时限复合电压过流保护。

（5）两段两时限零序过流保护。

（6）一段两时限零序电压保护。

（7）一段两时限间隙零序电流保护。

（8）主变定、反时限过励磁保护。

（9）过负荷信号、启动风冷、闭锁有载调压。

（10）TV 断线及 TA 断线判别。

2．发电机保护功能

（1）发电机纵差动保护。

（2）发电机裂相横差保护。

（3）高灵敏横差保护。

（4）两段发电机相间阻抗保护。

（5）发电机复合电压过流保护。

（6）纵向零序电压匝间保护。

（7）工频变化量方向匝间保护。

（8）定子接地基波零序电压保护。

（9）定子接地三次谐波电压保护。

（10）转子一点接地保护。

（11）转子两点接地保护。

（12）定、反时限定子过负荷保护。

（13）定、反时限转子表层负序过负荷保护。

（14）失磁保护。

（15）失步保护。

（16）过电压保护。

（17）定、反时限过励磁保护。

（18）逆功率保护。

（19）程序跳闸逆功率。

（20）频率保护。

（21）起停机保护。

（22）误上电保护。

（23）轴电流保护。

（24）TV 断线（电压平衡）及 TA 断线判别。

3．高厂变保护功能

（1）高厂变差动保护。

（2）高厂变两段复压过流保护。
（3）A 分支两段过流保护。
（4）A 分支两段零序过流保护。
（5）A 分支零序电压报警。
（6）B 分支两段过流保护。
（7）B 分支零序电压报警。
（8）TV 断线及 TA 断线判别。

4．励磁变或励磁机保护功能

（1）差动保护。
（2）两段过流保护。
（3）定、反时限励磁过负荷保护。
（4）TA 断线判别。

5．附加功能

（1）完善的事件报文处理。
（2）灵活的后台通信方式。
（3）与 COMTRADE 兼容的故障录波等。

CSC-316M 系列数字式变压器保护适用于 500kV 及以下电压等级，需要提供双套主保护、双套后备保护的各种接线方式的变压器。

CSC-316B 装置可以完成变压器的非电量保护、非全相保护及断路器失灵启动等功能，用于 220kV 及以上电压等级的不分相式变压器，满足变电站综合自动化系统的要求，本装置用于发电厂的变压器时，装置的逻辑端子定义等均与 CSC-316B 相同，只有非电量名称定义由原来的具体名称变为非电量 X，具体接入什么非电量信号由用户自定。

10.3.3　保护功能配置

1．CSC-306 数字式发电机保护装置

（1）CSC-306 数字式发电机保护装置（以下简称装置）是基于 DSP 和 MCU 合一的 32 位单片机，适用于各种容量等级、各种类型的发电机/调相机的保护。装置可适用于电厂综合自动化系统（可以直接与后台系统进行通信）。

（2）330MW-220kV 发变组单元的差动保护配置方案如图 10-2 所示，包括发电机变压器差动、主变差动、发电机纵差、发电机横差、高厂变差动、励磁变（励磁机）差动。

（3）330MW-220kV 发变组单元的后备保护配置方案如图 10-3 所示。包括两段发电机相间阻抗保护、两段两时限复合电压过流保护、两段两时限零序过流保护、两时限零序电压保护、两时限间隙零序电流保护、过负荷报警、TV 断线及 TA 断线判别等。

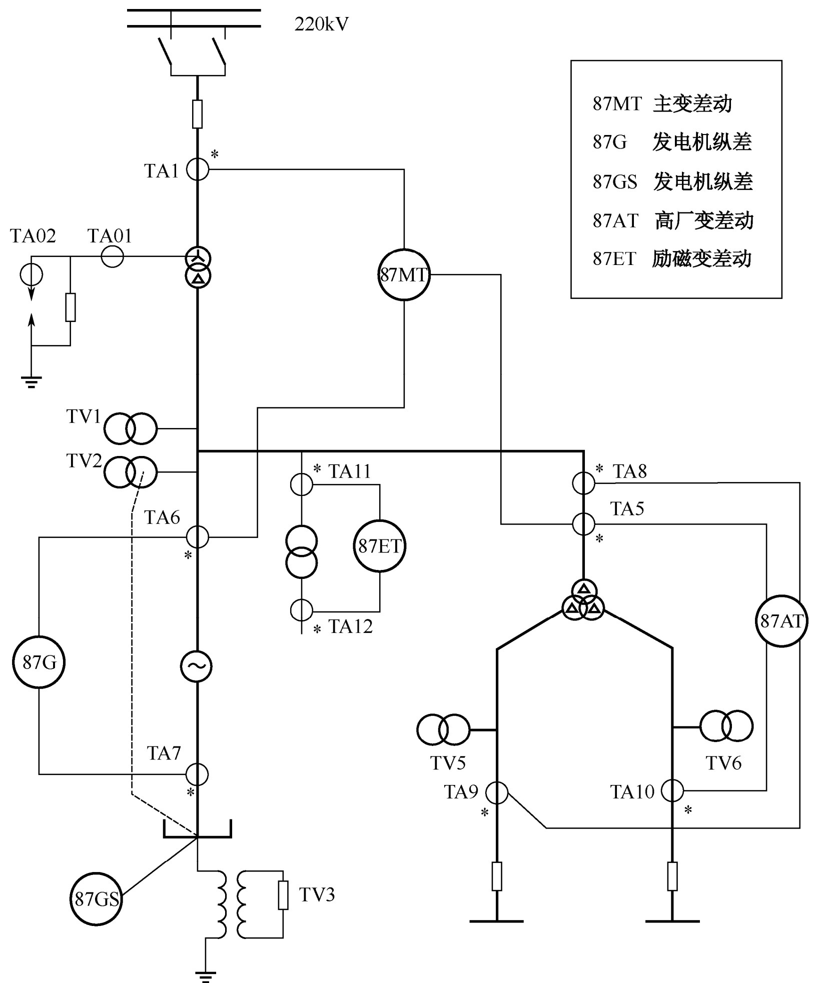


图 10-2　300MW-220kV 机组差动保护配置图

（4）发电机后备保护和异常运行保护：两段相间阻抗保护、两段复合电压过流保护、纵向零序电压匝间保护、定子接地基波零序电压保护、定子接地三次谐波电压保护、转子一点接地保护、转子两点接地保护、定反时限定子过负荷保护、定反时限转子表层负序过负荷保护、失磁保护、失步保护、过电压保护、定反时限过励磁保护、逆功率保护、程序跳闸逆功率、频率保护、起停机保护、误上电保护、轴电流保护、TV 断线（电压平衡）及 TA 断线判别等功能。

高厂变后备保护：两段复压过流保护、两分支后备保护（各两段低压过流保护、两段零序过流保护、零序过电压保护）、过负荷信号、启动风冷、TV 断线及 TA 断线判别等功能。

励磁变后备保护：两段低压过流保护、定反时限励磁过负荷保护及 TA 断线判别等功能。

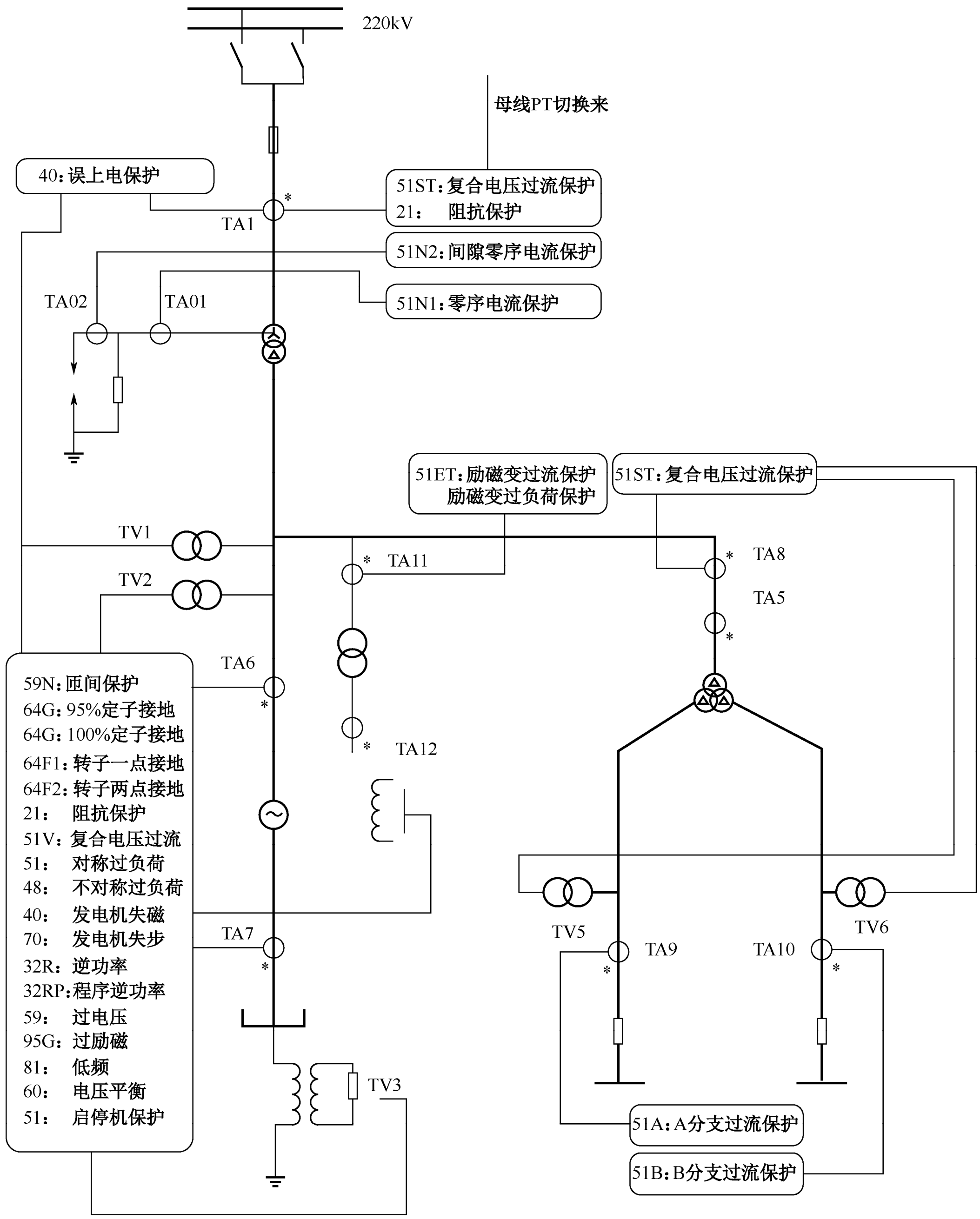


图 10-3　330MW-220kV 机组后备保护配置图

2．CSC-316 数字式变压器保护装置

（1） CSC-316 数字式变压器保护装置是针对电厂各种类型变压器的特点，基于 DSP 和 MCU 合一的 32 位单片机，适用于电厂各种等级电压的主变压器、高压厂用变压器、启动/备用变压器的数字式继电保护装置。其中 CSC-316M 为主变压器保护装置，CSC-316A 为高压厂用变压器保护装置，CSC-316B 为启动/备用变压器保护装置。

这些保护包括：

① 稳态比率差动
② 差动速断
③ 工频变化量比率差动
④ 零序比率差动/分侧比率差动
⑤ 复合电压闭锁方向过流（四套）
⑥ 零序方向过流（两套）
⑦ 零序过压（两套）
⑧ 间隙零序保护（两套）

后备保护可以根据需要灵活配置于各侧，括号内表明总的个数。

另外还包括以下异常告警功能。

① 过负荷报警
② 启动冷却器
③ 过载闭锁有载调压
④ 零序电压报警
⑤ 公共绕组零序电流报警
⑥ 差流异常报警
⑦ 零序差流异常报警
⑧ 差动回路异常断线
⑨ TA 异常报警和 TV 异常报警

10.3.4 技术参数

1．环境参数

环境温度：正常工作温度：0～40℃
极限工作温度：−10～50℃
储存及运输：−25～70℃

2．额定电气参数

频　　率：	50Hz
直流电源：	220V，110V　允许偏差：+15%，−20%
交流电压：	57.7V，100V，300V
交流电流：	1A，5A
转子电压：	≤600V
功耗：交流电流	＜1VA/相（I_n=5A），＜0.5VA/相（I_n=1A）
交流电压	＜0.5VA/相
直　　流	正常＜50W，跳闸＜70W

3．主要技术指标

（1）发电机变压器差动、主变压器、励磁变差动保护

比率差动启动定值：　　(0.1～1.2) I_e (I_e为额定电流)
差动速断定值：　　(3～14) I_e (I_e为额定电流)
起始比率斜率：　　0.05～0.10
最大比率斜率：　　0.50～0.80
二次谐波制动系数：　　0.1～0.35
比率差动动作时间：　　≤30ms (2 倍定值)
差动速断动作时间：　　≤20ms (1.5 倍整定值)
比率差动定值误差：　　±5%或±0.01I_n
差动速断定值误差：　　±2.5%

(2) 发电机差动保护、裂相横差保护、励磁机差动保护

比率差动启动定值：　　(0.05～1.2) I_e (I_e为额定电流)
差动速断定值：　　(3～10) Ie (I_e为额定电流)
起始比率斜率：　　0.05～0.10
最大比率斜率：　　0.30～0.70
比率差动动作时间：　　≤30ms (2 倍定值)
差动速断动作时间：　　≤20ms (1.5 倍整定值)
比率差动定值误差：　　±5%或±0.01In
差动速断定值误差：　　±2.5%

(3) 高厂变差动保护

比率差动启动定值：　　(0.1～1.2) I_e (I_e为额定电流)
差动速断定值：　　(3～14) I_e (I_e为额定电流)
高压侧电流速断：　　0.5～50A
起始比率斜率：　　0.05～0.10
最大比率斜率：　　0.50～0.80
二次谐波制动系数：　　0.1～0.35
比率差动动作时间：　　≤30ms (2 倍定值)
差动速断动作时间：　　≤20ms (1.5 倍整定值)
电流速断动作时间：　　≤40ms (1.5 倍整定值)
比率差动定值误差：　　±5%或±0.01I_n
差动速断定值误差：　　±2.5%
电流速断定值误差：　　±2.5%

(4) 发电机高灵敏横差保护

横差保护电流定值：　　0.1～50A
横差保护电流高定值：　　0.1～50A
相电流制动系数：　　0.5～2.0
横差保护动作时间：　　≤35ms (1.5 倍定值)
横差电流定值误差：　　±2.5%或±0.01I_n

(5) 发电机纵向零序电压匝间保护

匝间保护零序电压定值：　　0.5～20V
匝间保护零序电压高定值：　　1～20V

相电流制动系数： 0.5～2.0
延时定值： 0.01～1s
纵向零序电压保护动作时间： ≤35ms（1.5 倍定值）
故障分量方向保护动作时间： ≤35ms
零序电压定值误差： ±2.5%或±0.05V
延时定值误差： ±1%定值或±40ms
（6）发电机定子接地保护
零序电压定值： 5～20V
零序电压高定值： 10～20V
三次谐波比率定值： 0.5～5
三次谐波差动比率定值： 0.1～1
延时定值： 0.1～10s
零序电压定值误差： ±2.5%或±0.05V
三次谐波定值误差： ±10%
延时定值误差： ±1%定值±40ms
（7）发电机转子接地保护
一点接地电阻定值： 0.1～100kΩ
两点接地位置定值： 1%～10%
延时定值： 0.1～10s
转子接地电阻测量误差： ±10%或±0.5kΩ
延时定值误差： ±1%定值+1s
（8）发电机定子过负荷保护
定时限电流定值： 0.1～100A
定时限延时定值： 0.1～10s
反时限启动电流定值： 0.1～10A
定子绕组热容量： 1～100
散热效应系数： 0.1～2.0
定时限电流定值误差： ±2.5%或±0.01I_n
反时限电流定值误差： ±2.5%或±0.01I_n
定时限延时定值误差： ±1%定值±40ms
（9）发电机负序过负荷保护
定时限负序电流定值： 0.1～100A
定时限延时定值： 0.1～10s
反时限启动负序电流定值： 0.1～10A
转子发热常数： 1～100
发电机长期允许负序电流： 0.1～10A
定时限负序电流定值误差： ±2.5%或±0.01I_n
反时限负序电流定值误差： ±2.5%或±0.01I_n
定时限延时定值误差： ±1%定值±40ms

（10）励磁绕组过负荷保护

定时限电流定值：　　0.1～100A

定时限延时定值：　　0.1～10s

反时限启动电流定值：　　0.1～10A

热容量系数：　　1～100

基准电流：　　0.1～10A

定时限电流定值误差：　　±2.5%或±0.01I_n

反时限电流定值误差：　　±2.5%或±0.01I_n

定时限延时定值误差：　　±1%定值 ±40ms

（11）发电机失磁保护

阻抗定值 Z_1：　　0.1～100Ω

阻抗定值 Z_2：　　0.1～100Ω

无功功率反向定值：　　0～50%P_n

转子低电压定值：　　5～200V

转子空载电压定值：　　5～200V

转子低电压系数定值：　　0.1～10

母线低电压定值：　　50～100V

减出力有功功率定值：　　10%～50%P_n

Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ段延时定值：　　0.1～10s

Ⅳ段延时定值：　　0.1～60min

抗定值误差：　　±2.5%或±0.1Ω

转子电压定值误差：　　±5%或±0.1U_n

功率定值误差：　　±1%或±0.002P_n

母线电压定值误差：　　±2.5%或±0.05V

延时定值误差：　　±1%定值±40ms

（12）发电机失步保护

阻抗定值 Z_A：　　0.1～100Ω

阻抗定值 Z_B：　　0.1～100Ω

阻抗定值 Z_C：　　0.1～100Ω

灵敏角定值：　　60°～90°

透镜内角定值：　　60°～150°

报警透镜内角定值：　　10°～90°

滑极数定值：　　1～1000

跳闸允许电流定值：　　0.1～10A

阻抗定值误差：　　±2.5%或±0.1Ω

电流定值误差：　　±2.5%或±0.01I_n

角度定值误差：　　±3°

（13）发电机电压保护

过电压定值：　　100～170V

低电压定值：　　　　　　　10～100V
延时定值：　　　　　　　　0.1～10s
电压定值误差：　　　　　　±2.5%或±0.05V
延时定值误差：　　　　　　±1%定值±40ms

（14）过励磁保护

定时限 V/F 定值：　　　　0.5～2.0
定时限Ⅰ段延时定值：　　　0.1～20s
定时限Ⅱ段延时定值：　　　0.1～600s
反时限 V/F 定值：　　　　 0.5～2.0
反时限延时定值：　　　　　0.1～3000s
V/F 测量误差：　　　　　±2.5%或±0.01
定时限延时定值误差：　　　±1%定值 ±40ms

（15）发电机功率保护

逆功率定值：　　　　　　　0.5%～10%P_n
功率定值：　　　　　　　　1%～150%P_n
程序逆功率定值：　　　　　0.5%～10%P_n
逆功率保护延时定值：　　　0.1～600s
功率保护延时定值：　　　　0.1～600min
程序逆功率延时定值：　　　0.1～10s
逆功率定值误差：　　　　　±10%或±0.002P_n
延时定值误差：　　　　　　±1%定值±40ms

（16）发电机频率保护

低频Ⅰ～Ⅳ段定值：　　　　45～50Hz
过频Ⅰ、Ⅱ段定值：　　　　50～55Hz
频率保护延时（累计）：　　0.1～300min
频率保护延时（不累计）：　0.1～600s
频率定值误差：　　　　　　±0.02Hz
延时定值误差：　　　　　　±1%定值±40ms

（17）发电机误上电保护

电流定值：　　　　　　　　0.1～100A
频率闭锁定值：　　　　　　40～50Hz
误合闸延时定值：　　　　　0.01～10s
负序电流定值：　　　　　　0.1～50A
断路器闪络延时定值：　　　0.01～10s
电流定值误差：　　　　　　±2.5%或±0.01I_n
延时定值误差：　　　　　　±1%定值±40ms

（18）发电机启停机保护

频率闭锁定值：　　　　　　40～50Hz
差流定值：　　　　　　　　0.2～10I_e

零序电压定值：	10～30V
差流定值误差：	±5%或±0.02I_n
零序电压定值误差：	±5%或±0.02I_n
延时定值误差：	±1%定值±40ms
工作频率范围：	15～65Hz

（19）发电机轴电流保护

轴电流一次定值：	0.1～10A
轴电流二次定值：	1～100mA
延时定值：	0.1～10s
轴电流定值误差：	±5%
延时定值误差：	±1%定值±40ms

复合电压过电流保护

负序电压定值：	1～20V
低电压定值：	10～100V
电流定值：	0.1～100A
延时定值：	0.1～10s
电压定值误差：	±2.5%或±0.05V
电流定值误差：	±2.5%或±0.01I_n
延时定值误差：	±1%定值±40ms

（20）低阻抗保护

正向阻抗定值：	0.1～100Ω
反向阻抗定值：	0.1～100Ω
延时定值：	0.1～10s
阻抗定值误差：	±2.5%或±0.1Ω
延时定值误差：	±1%定值 ±40ms

（21）零序电压电流保护

零序电流定值：	0.1～100A
零序电压定值：	1～100V
间隙零序电流定值：	0.1～100A
间隙零序电压定值：	10～250V
延时定值：	0.1～10s
零序电流定值误差：	±2.5%或±0.01I_n
零序电压定值误差：	±2.5%或±0.05V
延时定值误差：	±1%定值 ±40ms

非电量保护

延时定值：	0～6000s
延时定值误差：	±1%定值 ±40ms

10.3.5 检修内容和检修周期

1．小修检修内容

（1）检查电源

从装置横排端子上测量每层电源各个等级的电压，应符合技术条件中所给的误差要求（+5V 空载误差应在±1%之内，+15V 空载误差应在±5%之内，+24V 空载误差应在−8%～８%之内），电压监视继电器触点开合正常，对不合格电源应及时更换。

（2）检查定值

用管理机打印定值清单，检查整定是否有误，必要时可对保护定值进行测试。

（3）出口检测

激活菜单项中的“保护出口”项，进行手动试验。

（4）插件完好性检查

在停电情况下，将插件拔出，检查有无元件损坏或松动现象。注意不要用手碰管脚，以防静电损坏芯片。应保证各插件无损坏现象。

2．大修检修内容

（1）清洁处理

① 尤其对环境较差的场合，必须对机柜和插件内的污染进行清洁，以防爬电、短路等不良现象出现。

② 注意对落灰不能用任何溶剂进行清洗。应先用电吹风进行吹灰，然后用软毛刷轻刷，再吹净。

③ 对机柜内背板插座、端子只可用电吹风吹灰，不能用任何物体触碰，注意应在插件拔出状态下从后向前、从上向下吹，以免灰尘落入 48 针插座针孔内引起接触不良。

④ 对柜子其他部位吹灰应先进行，对机箱吹灰应放在最后。

（2）所有保护全部校验

（3）检查端子

用螺丝刀将横排各端子螺丝全部拧一遍，注意用力必须适中，过大会压断接线。用手轻拉小线，应无松脱现象。用梅花螺丝刀对屏后竖排接线端子全部紧一遍。

（4）保护静态试验

（5）小修中的各项试验

（6）保护联动试验

检查与保护装置接口的外围回路是否正确。

3．检修周期

（1）小修

小修周期一年一次，只进行外部检验和绝缘试验。

（2）大修

新投入设备一年，以后六年一次，进行所有项目的检验。

10.3.6　保护功能试验

各种保护功能的检查、试验参照 CSC-300 系列技术说明书。

10.4　LFP-900 系列高压输电线路成套保护装置检修规程

本规程适用于继电保护工作人员进行 LFP-900 系列超高压线路成套快速保护装置的现场检验。本规程中额定交流电流用 I_N 表示（即 I_N=5A 或 1A），额定交流相电压用 U_N 表示（即 U_N=57.7V）。本规程不包括通信、通道设备的检验,不包括出厂检验内容。

10.4.1　基本要求

1．试验设备及试验接线的基本要求

（1）为了保证检验质量，应使用继电保护微机型试验装置，其技术性能应符合《继电保护微机型试验装置技术条件》的规定。

（2）在保证检验质量的前提下，为加快检验速度，本规程中的部分检验项目可以采用专用自动调试设备进行检验（在这部分检验项目的检验要求中有专门说明）。

（3）试验仪表应经检验合格，其精度应不低于 0.5 级。

（4）试验回路的接线原则，应使加入保护装置的电气量与实际情况相符合。模拟故障的试验回路，应具备对保护装置进行整组试验的条件。

2．试验条件和要求

（1）交、直流试验电源质量和接线方式等要求参照部颁《继电保护及电网安全自动装置检验条例》有关规定执行。

（2）试验时如无特殊说明，所加直流电源均为额定值。

（3）加入装置的试验电流和电压，如无特殊说明，均指从保护屏端子上加入。

（4）为保证检验质量，对所有特性试验中的每一点，应重复试验三次，其中每次试验的数值与整定值的误差应满足规定的要求。

3．试验过程中应注意的事项

（1）断开直流电源后才允许插、拔插件，插、拔交流插件时应防止交流电流回路开路。

（2）存放程序的 EPROM 芯片的窗口要用防紫外线的不干胶封死。

（3）打印机及每块插件应保持清洁，注意防尘。

（4）调试过程中发现有问题时，不要轻易更换芯片，应先查明原因，当证实确需更换芯片时，则必须更换经筛选合格的芯片，芯片插入的方向应正确，并保证接触可靠。

（5）试验人员接触、更换芯片时，应采用人体防静电接地措施，以确保不会因人体静电而

损坏芯片。

（6）原则上在现场不能使用电烙铁，试验过程中如需使用电烙铁进行焊接时，应采用带接地线的电烙铁或电烙铁断电后再焊接。

（7）试验过程中，应注意不要将插件插错位置。

（8）因检验需要临时短接或断开的端子，应逐个记录，并在试验结束后及时恢复。

（9）使用交流电源的电子仪器（如示波器、毫秒计等）进行电路参数测量时，仪器外壳应与保护屏（柜）在同一点接地。

10.4.2　检验项目

新安装检验、全部检验和部分检验的项目如表 10-3 所示。

表 10-3　新安装检验、全部检验和部分检验的项目

检 验 项 目	新安装检验	全 部 检 验	部 分 检 验
1．外观及接线检查	√	√	√
2．跳线的核查	√	√	
3．绝缘电阻及介质强度检测	√	√	
（1）绝缘电阻检测			√
（2）介质强度检测			
4．逆变电源的检验			
（1）检验逆变电源的自启动性能	√	√	
（2）逆变电源输出电压及稳定性检测	√		
① 空载状态下检测			
② 正常工作状态下检测		√	√
5．通电初步检验	√	√	
（1）检验键盘			
（2）打印机与保护装置的联机试验			
（3）软件版本和程序校验码的核查			√
（4）时钟的整定与校核			√
6．定值整定	√		
（1）定值修改允许开关的功能检验		√	
（2）定值分页拨轮开关的功能检验		√	
（3）整定值的整定			
（4）整定值的失电保护功能检验		√	√
7．开关量输入回路检验	√	√	√
8．模数变换系统检验	√	√	
（1）零漂检验			√
（2）模拟量输入的幅值特性检验			

续表

检 验 项 目	新安装检验	全 部 检 验	部 分 检 验
9．保护定值检验	√	√	
（1）距离保护检验			
① 距离Ⅰ段保护检验			√
② 距离Ⅱ段和Ⅲ段保护检验			
（2）零序过流保护检验			
10．输出触点和信号检查	√	√	√
11．整组试验	√	√	
（1）整组动作时间测量			
（2）与本线路其他保护装置联动试验			√
（3）与断路器失灵保护配合联动试验			
（4）与中央信号、远动装置的联动试验			√
12．传动断路器试验	√	√	√
13．定值与开关量状态的核查	√	√	√

注：（1）全部检验周期：新安装的微机保护装置 1 年内进行 1 次，以后每隔 6 年进行 1 次。

（2）部分检验周期：每两年进行 1 次。

（3）表中有“√”符号的项目表示要求进行检验。

10.4.3　检验要求

1．外观及接线检查

（1）保护装置的硬件配置、标注及接线等应符合图纸要求。

（2）保护装置各插件上的元器件的外观质量、焊接质量应良好，所有芯片应插紧，型号正确，芯片放置位置正确。

（3）检查保护装置的背板接线有无断线、短路和焊接不良等现象，并检查背板上抗干扰元件的焊接、连线和元器件外观是否良好。

（4）核查逆变电源插件的额定工作电压。

（5）电子元件、印刷线路、焊点等导电部分与金属框架间距应大于 3mm。

（6）保护装置的各部件固定良好，无松动现象，装置外形应端正，无明显损坏及变形现象。

（7）各插件应插、拔灵活，各插件和插座之间定位良好，插入深度合适。

（8）保护装置的端子排连接应可靠，且标号应清晰正确。

（9）切换开关、按钮、键盘等应操作灵活、手感良好。

（10）各部件应清洁良好。

2．硬件跳线的核查

根据整定要求，对硬件跳线进行设置和检查。

（1）MONI 插件。E_4—E_5、E_9—E_{10} 应相连，当使用远方修改保护装置定值功能时，则需将跳线 E_1—E_2 相连，并短接 M—EN。

（2）SIG 插件。当 JP_1、JP_2 的 1—2 相连时，保护装置启动外部重合闸触点为瞬时触点；当 JP_1、JP_2 的 2—3 相连时，保护装置启动外部重合闸触点为保持触点(仅保持至整组复归)。

3．绝缘电阻及介质强度检测

（1）试验前准备工作如下

① 将保护装置的 4 号（VFC）、5 号（CPU1）、6 号（CPU2）、7 号（MONI）、8 号（SIG）插件拔出机箱，其余插件全部插入。

② 将打印机与微机保护装置断开。

③ 逆变电源开关置“ON”位置。

④ 保护屏上各连接片置“投入”位置，重合闸方式切换开关置“停用”位置。

⑤ 断开直流电源、交流电压等回路，并断开保护装置与收发信机及其他装置的有关连线。

⑥ 在保护屏端子排内侧分别短接交流电压回路端子、交流电流回路端子、直流电源回路端子、跳闸和合闸回路端子、开关量输入回路端子、远动接口回路端子及信号回路端子。

（2）绝缘电阻检测

① 分组回路绝缘电阻检测。采用 1000V 摇表分别测量各组回路间及各组回路对地的绝缘电阻，绝缘电阻均应大于 10MΩ。在测量某一组回路对地绝缘电阻时，应将其他各组回路都接地。

② 整个二次回路的绝缘电阻检测。在保护屏端子排处将所有电流、电压及直流回路的端子连接在一起，并将电流回路的接地点拆开，用 1000V 摇表测量整个回路对地的绝缘电阻，其绝缘电阻应大于 1.0MΩ。部分检验时仅检测交流回路对地绝缘电阻（保护装置不拔插件）。

（3）介质强度检测

本项试验要求每隔 6 年进行 1 次。

每次进行该项试验时必须在绝缘检验合格后才允许进行。

在保护屏端子排处将所有电流、电压及直流回路的端子连接在一起，并将电流回路的接地点拆开。整个回路对地施加工频电压为 1000V、历时为 1min 的介质强度试验。

试验前必须制定安全措施。试验区域应加设安全围栏，并有专人监护。正式加压试验前，应将高压端放在绝缘物上进行空载试升压，确实证明试验回路接线正确，方可进行试验。

试验过程中应无击穿或闪络现象。试验结束后，复测整个二次回路的绝缘电阻应无显著变化。

当现场试验设备有困难时，允许用 2500V 摇表测试绝缘电阻的方法代替。

4．逆变电源的检验

断开保护装置跳闸出口连接片。

试验用的直流电源应经专用双极闸刀，并从保护屏端子排上的端子接入。屏上其他装置的直流电源开关处于断开状态。

（1）检验逆变电源的自启动性能。保护装置仅插入逆变电源插件。

① 直流电源缓慢上升时的自启动性能检验。合上保护装置逆变电源插件上的电源开关，试验直流电源由零缓慢升至 80%额定电压值，此时逆变电源插件面板上的电源指示灯应亮。

② 拉合直流电源时的自启动性能。直流电源调至 80%额定电压， 断开、合上逆变电源开关，逆变电源指示灯应亮。

（2）逆变电源输出电压及稳定性检测

① 空载状态下检测。保护装置仅插入逆变电源插件，分别在直流电压为 80%、100%、115% 的额定电压值时检测逆变电源的空载输出电压。用测试盒将逆变电源插件面板上的测试孔上各级输出电压引出后进行测量。

② 正常工作状态下检测。保护装置所有插件均插入，加直流额定电压，保护装置处于正常工作状态。用测试盒引出各级输出电压，进行测量。其电压允许范围如表 10-4 所示。

表 10-4 逆变电源输出电压允许范围

标准电压（V）	电压允许范围（V）
+5	4.8～5.2
+12	11～13
-12	−13～−11
+24	22～26
+24	22～26

5．通电初步检验

（1）检验键盘

在保护装置正常运行状态下，按“↑”键，进入主菜单，选中“SETTING”定值整定子菜单，按“取消”键。而后，分别按“←”“→”“+”“−”“↓”“↑”“确认”及“复位”键，以检验这些按键的功能是否正确。

（2）打印机与保护装置的联机试验

进行本项试验之前，打印机应进行通电自检。

将打印机与微机保护装置的通信电缆连接好（接保护装置 FF 通信接口）。将打印机的打印纸装上，并合上打印机电源。保护装置在运行状态下，按保护柜（屏）上的“打印”按钮，打印机便自动打印出保护装置的动作报告、定值报告和自检报告，表明打印机与微机保护装置联机成功。

注：打印机的串行通信速率为 4800bps，数据长度为 8 位，无奇偶校验，有一个停止位。

（3）软件版本和程序校验码的核查

首先，核对所打印的自检报告上软件版本号是否为所要求的软件版本号和程序校验码均正确。

其次，此时还应在液晶屏幕上复核软件版本号。

（4）时钟的整定与校核

① 时钟的整定。保护装置在“运行”状态下，按“↑”键进入主菜单后，移动光标至时钟整定按“确认”键后进入时钟的修改和整定状态。然后进行年、月、日、时、分、秒的时间整定。保护装置的时钟每 24 小时误差应小于 10s。

② 时钟的失电保护功能检验。时钟整定好以后，通过断、合逆变电源开关的方法，检验在直流失电一段时间的情况下，走时仍准确。断、合逆变电源开关至少应有 5min 时间的间隔。

6．定值整定

（1）定值修改允许开关的功能检验

按“↑”“↓” 键用来滚动选择要修改的定值，按“←”“→” 键用来将光标移到要修改

的那一位，按“+”和“-”键用来修改数据，按 “取消”键为不修改返回，按“确认”键完成定值整定后返回。

（2）定值分页拨轮开关的功能检验

整定定值菜单中的“拷贝定值”子菜单，是将“当前区号”内的“保护定值”复制到“拷贝区号”内，“拷贝区号”可通过“+”和“-”修改。

注：若整定出错，液晶会显示错误信息，需重新整定。另外，“系统频率”“电流二次额定值”整定后，保护定值必须重新整定。否则装置认为该区定值无效。整定定值的口令为：键盘的“+”“←”“↑”“-”键，输入口令时，每按一次键，液晶显示由“。”变为“*”时，方可按“确认”键。 随后，打印一份定值报告，以检验整定值应没有变化。

（3）整定值的整定

将定值整定通知单上的整定值输入保护装置，然后打印出定值报告进行核对。

额定值的整定。按“↑”键进入主菜单，选中定值整定功能后即进入额定电流、额定电压和额定频率的整定状态。只有额定电流值可以被修改，而且额定电流只有 1A 或 5A 两档。

额定值整定完毕后，按“确认”键后进行下一步的定值整定。

注：各分区定值均需先整定好额定电流值后方可整定其他定值。

（4）整定值的失电保护功能检验

整定值的失电保护功能可通过断、合逆变电源开关的方法检验，保护装置的整定值在直流电源失电后不会丢失或改变。

7．开关量输入回路检验

进入“保护状态”菜单中“开入状态”子菜单，在保护屏上分别进行各接点的模拟导通，在液晶显示屏上显示的开入量状态应有相应改变。

8．模数变换系统检验

（1）零漂检验

进行本项目检验时要求保护装置不输入交流量。

检验零漂时，要求在一段时间（几分钟）内零漂值稳定在规定范围内。

（2）模拟量输入的幅值特性检验

调整输入交流电压分别为 70V、60V、30V、5V、1V，电流分别为 $10I_N$、$5I_N$、I_N、$0.2I_N$、$0.1I_N$，要求保护装置的采样显示值与外部表计测量值的误差应小于 5%。

注：

① 试验前，先进入采样值显示菜单，然后加电压和电流。

② 在试验过程中，如果交流量的测量误差超过要求范围时，应首先检查试验接线、试验方法、外部测量表计等是否正确完好，试验电源有无波形畸变，不可急于调整或更换保护装置中的元器件。

③ 试验接线和方法可不局限于上述方案。

④ 在输入 $10I_N$ 和 $5I_N$ 电流检验时，加电流时间应不超过 10s，其中输入 $10I_N$ 电流时允许采用专用自动调试设备进行检验。

9．保护定值检验

从保护屏端子排上施加模拟故障电压和电流。可以采用专用自动调试设备(HELP-90A)进行检验。

（1）距离保护检验

仅投入距离保护投运连接片。

① 距离Ⅰ段保护检验。分别模拟 U 相、V 相、W 相单相接地瞬时故障，UV、VW、WU 相间瞬时故障。故障电流 I 固定(一般 $I=I_N$)，相角为灵敏角，模拟故障时间为 100～150ms，故障电压为

模拟单相接地故障时　　$U=mIZ_{set1}(1+k)$

模拟两相相间故障时　　$U=2mIZ_{set1}$

式中　m——系数，其值分别为 0.95、1.05 及 0.7；

Z_{set1}——距离Ⅰ段定值；

k——零序补偿系数。

距离Ⅰ段保护在 0.95 倍定值(m=0.95)时，应可靠动作；在 1.05 倍定值时，应可靠不动作；在 0.7 倍定值时，测量距离保护Ⅰ段的动作时间。

② 距离Ⅱ段和Ⅲ段保护检验。检验距离Ⅱ段保护时，分别模拟 U 相接地和 VW 相间短路故障；检验距离Ⅲ段保护时，分别模拟 V 相接地和 WU 相间短路故障。故障电流 I 固定（一般 $I=I_N$），相角为灵敏角，故障电压为

模拟单相接地故障时　　$U=mIZ_{setpn}(1+k)$

模拟相间短路故障时　　$U=2mIZ_{setppn}$

式中　m——系数，其值分别为 0.95、1.05 及 0.7；

n——其值分别为 2 和 3；

Z_{setp2}——接地距离Ⅱ段保护定值；

Z_{setp3}——接地距离Ⅲ段保护定值；

Z_{setpp2}——相间距离Ⅱ段保护定值；

Z_{setpp3}——相间距离Ⅲ段保护定值。

k——零序补偿系数

距离Ⅱ段和Ⅲ段保护在 0.95 倍定值时（m=0.95）应可靠动作；在 1.05 倍定值时，应可靠不动作；在 0.7 倍定值时，测量距离Ⅱ段和Ⅲ段保护动作时间。

（2）零序过流保护检验

仅投入零序保护投运连接片。

分别模拟 U 相、V 相、W 相单相接地瞬时故障，模拟故障电压 U=50V，模拟故障时间应大于零序过流Ⅱ段(或Ⅲ段)保护的动作时间定值，相角为灵敏角，模拟故障电流为

$$I=mI_{0set2}$$

$$I=mI_{0set3}$$

式中　m——系数，其值分别为 0.95、1.05 及 1.2；

I_{0set2}——零序过流Ⅱ段定值；

I_{0set3}——零序过流Ⅲ段定值。

零序过流Ⅱ段和Ⅲ段保护在 0.95 倍定值（m=0.95）　时，应可靠不动作；在 1.05 倍定值时，应可靠动作；在 1.2 倍定值时，测量零序过流Ⅱ段和Ⅲ段保护的动作时间。

10．输出触点和信号检查

直流电源电压为80%额定电压值下进行检验。

11．整组试验

（1）整组动作时间测量

本试验是测量从模拟故障至断路器跳闸回路动作的保护整组动作时间以及从模拟故障切除至断路器合闸回路动作的重合闸整组动作时间（U相、V相和W相分别测量）。

① 相间距离Ⅰ段保护的整组动作时间测量。仅投入距离保护投运连接片。

模拟UV相间故障，其故障电流一般取I=I_N，相角为灵敏角，模拟故障时间为100ms，模拟故障电压取：$U=0.7\times2IZ_{set1}=1.4IZ_{set1}$（$Z_{set1}$为距离Ⅰ段定值）。

上述试验要求检查保护显示或打印出距离Ⅰ段的动作时间，其动作时间值应不大于30ms，并且与本项目所测保护整组动作时间的差值不大于6ms。

② 重合闸整组动作时间测量。仅投入距离保护投运连接片，重合闸方式开关置整定的重合闸方式位置。

模拟W相接的故障，模拟故障电流一般取I=I_N，相角为灵敏角，模拟故障时间为100ms，模拟故障电压为$U=0.7IZ_{set1}$（$1+k$）（Z_{set1}为距离Ⅰ段定值）。

测量的重合闸整组动作时间与整定的重合闸时间误差不大于30ms。

上述试验应同时核查保护显示和报告情况。

（2）与本线路其他保护装置配合联动试验

模拟试验应包括本线路的全部保护装置，以检验本线路所有保护装置的相互配合及动作正确性。重合闸方式开关分别置整定的重合闸方式及重合闸停用方式，进行下列试验：

① 模拟接地距离Ⅰ段范围内单相瞬时和永久性接地故障；

② 模拟相间距离Ⅰ段范围内相间、相间接地、三相瞬时性和永久性故障；

③ 模拟距离Ⅱ段范围内U相瞬时接地和VW相间瞬时故障（停用主保护）；

④ 模拟距离Ⅲ段范围内V相瞬时接地和WU相间瞬时故障（停用主保护和零序保护）；

⑤ 模拟零序方向过流Ⅱ段动作范围内 W 相瞬时和永久性接地故障（停用主保护和距离保护）；

⑥ 模拟零序方向过流Ⅲ段动作范围内U相瞬时和永久性接地故障（停用主保护和距离保护）；

⑦ 模拟手合于全阻抗继电器和零序过流继电器动作范围内的U相瞬时接地和VW相间瞬时故障；

⑧ 模拟反向出口U相接地、VW相间和UVW三相瞬时故障。

（3）与断路器失灵保护配合联动试验

模拟各种故障，检验启动断路器失灵保护回路性能，应进行下列试验：

① 模拟U相、V相和W相单相接地故障；

② 模拟VW相间故障。

做上述试验时，所加故障电流应大于失灵保护电流整定值，而模拟故障时间应与失灵保护动作时间配合。

（4）与中央信号、远动装置的配合联动试验

根据微机保护与中央信号、远动装置信息传送数量和方式的具体情况确定试验项目和方

法。但要求至少应进行模拟保护装置异常、保护装置报警、保护装置动作跳闸、重合闸动作的试验。

注：在进行定期部分检验时，与母差保护装置的开关量整组试验免做。

12．传动断路器试验

重合闸方式分别置整定的重合闸方式和重合闸停用方式，保护装置投运连接片、跳闸及合闸连接片投上。

进行传动断路器试验之前，控制室和开关站均应有专人监视，并应具备良好的通信联络设备，以便观察断路器和保护装置动作相别是否一致，监视中央信号装置的动作及声、光信号指示是否正确。如果发生异常情况时，应立即停止试验，在查明原因并改正后再继续进行。

传动断路器试验应在确保检验质量的前提下，尽可能减少断路器的动作次数。根据此原则，应在整定的重合闸方式下做以下传动断路器试验：

（1）分别模拟 U、V、W 相瞬时性接地故障；

（2）模拟 W 相永久性接地故障；

（3）模拟 UV 相间瞬时性故障。

此外，在重合闸停用方式下模拟一次单相瞬时性接地故障。

13．定值与开关量状态的核查

按保护屏上的打印按钮，保护装置打印出一份定值、开关量状态及自检报告，其中定值报告应与定值整定通知单一致；所有措施恢复后，检查装置参数应与设备实际运行状态一致。装置应无异常信息。

10.5　WDZ-3T 型变压器微机综合保护装置检修规程

本规程适用于继电保护工作人员进行 WDZ-3T 型微机变压器综合保护装置的现场检验。

10.5.1　基本要求

1．试验设备及试验接线的基本要求

（1）为了保证检验质量，应使用继电保护微机型试验装置，其技术性能应符合部颁 DL/T624—1997《继电保护微机型试验装置技术条件》的规定。

（2）试验仪表应经检验合格，其精度应不低于 0.5 级。

（3）试验回路的接线原则，应使加入保护装置的电气量与实际情况相符合。模拟故障的试验回路，应具备对保护装置进行整组试验的条件。

2．试验条件和要求

（1）交、直流试验电源质量和接线方式等要求参照部颁《继电保护及电网安全自动装置检验条例》有关规定执行。

（2）试验时如无特殊说明，所加直流电源均为额定值。

（3）为保证检验质量，对所有特性试验中的每一点，应重复试验三次，其中每次试验的数

值与整定值的误差应满足规定的要求。

3．试验过程中应注意的事项

（1）断开直流电源后才允许插、拔插件，插、拔交流插件时应防止交流电流回路开路。

（2）调试过程中发现有问题时，不要轻易更换芯片，应先查明原因，当证实确需更换芯片时，则必须更换经筛选合格的芯片，芯片插入的方向应正确，并保证接触可靠。

（3）试验人员接触、更换芯片时，应采用人体防静电接地措施，以确保不会因人体静电而损坏芯片。

（4）原则上在现场不能使用电烙铁，试验过程中如需使用电烙铁进行焊接时，应采用带接地线的电烙铁或电烙铁断电后再焊接。

（5）使用交流电源的电子仪器进行电路参数测量时，仪器外壳应与保护屏在同一点接地。

10.5.2　检验项目

新安装检验、全部检验和部分检验的项目如表 10-5 所示。

表 10-5　新安装检验、全部检验和部分检验的项目

检 验 项 目	新安装检验	全 部 检 验	部 分 检 验
（1）外观及接线检查	√	√	√
（2）绝缘电阻检测	√	√	√
（3）通电初步检验 ① 保护装置的通电检验 ② 检验键盘 ③ 时钟的整定与校核	√	√	 √ √
（4）定值整定	√	√	
（5） 保护定值检验 ① 速断保护检验 ② 负序保护检验 ③ 高压侧零序保护检验 ④ 过负荷保护检验 ⑤ 过流保护校验	√	√	
（6）输出触点和信号检查	√	√	√
（7）整组试验 ① 检查并确认高、低压联跳压板已压好 ② 与断路器配合联动试验 ③ 与中央信号的联动试验	√	√	√
（8）定值的核查	√	√	√

注：（1）全部检验周期：新安装的微机保护装置 1 年内进行 1 次，以后每隔 6 年进行 1 次。

（2）部分检验周期：每隔 1～2 年进行 1 次。

（3）表中有“√”符号的项目表示要求进行检验。

10.5.3　检验要求

1．外观及接线检查

（1）保护装置的硬件配置、标注及接线等应符合图纸要求。

（2）保护装置上的元器件的外观质量、焊接质量应良好，所有芯片应插紧，型号正确，芯片放置位置正确。

（3）检查保护装置的背板接线有无断线、短路和焊接不良等现象，并检查背板上抗干扰元件的焊接、连线和元器件外观是否良好。

（4）电子元件、印刷线路、焊点等导电部分与金属框架间距应大于 3mm。

（5）保护装置的各部件固定良好，无松动现象，装置外形应端正，无明显损坏及变形现象。

（6）保护装置的端子排连接应可靠，且标号应清晰正确。

（7）键盘应操作灵活、手感良好。

（8）各部件应清洁良好。

2．绝缘电阻检测

用 500V 兆欧表测绝缘电阻大于 100MΩ。

3．通电初步检验

（1）保护装置的通电检验

将本装置接入 DC110V 直流电源，液晶显示屏幕应正确显示，装置面板“装置状态”灯亮。

（2）检验键盘

在保护装置正常运行状态下，进入主菜单，选中定值整定子菜单，按“取消”键。而后，分别按“←”“→”“+”“−”“↓”“↑”“确认”及“复位”键，以检验这些按键的功能是否正确。

（3）时钟的整定与校核

选定时钟对时子菜单，按“↑”“↓”“←”“→”键移动光标来选择年、月、日、时、分、秒，按“+”“−”键校对各项数值，完成后按确认键确认。

4．定值的整定

按 “↑”“↓”键用来滚动选择要修改的定值，按“←”“→”键用来将光标移到要修改的那一位，按“+”和“−”键用来修改数据，按 “取消”键为不修改返回，按“确认”键完成定值整定后返回。

5．保护定值的校验

（1）相电流速断保护的检验

将速断定值电流加入本装置 A 相或 C 相，装置面板“装置状态”灯亮，在定值时间内，速断保护动作，面板“保护跳闸”灯亮，屏幕显示“A 相（或 C 相）速断保护动作”。

其动作判据为

$$I_{max}=\max(I_a,\ I_c)$$

$$I_{max}\geqslant I_{sd}$$

在电机启动过程中

$$t\geqslant t_{sd}$$

式中　I_{max}——A、C 相电流（I_a,I_c）最大值（A）；

I_{sd}——速断动作电流（A）；

t_{sd}——整定的速断保护动作时间（s）。

（2）负序电流保护的检验

将负序定值电流加入本装置 A 相或 C 相，装置面板“装置状态”灯亮，在定值时间内，负序保护动作，面板“保护跳闸”灯亮，屏幕显示“A 相（或 C 相）负序保护动作”。

其动作判据为

$$I_2 > I_{2dz}$$

$$t_2=\min\{20s,\ \tau_2/(I_2/I_{2dz}-1)\} \quad （当 1 < I_2/I_{2dz} \leqslant 2 时）$$

或 $t_2=\tau_2$　　（当 $I_2/I_{2dz} > 2$ 时）

式中　τ_2——整定的动作时间常数（s）；

I_{2dz}——负序电流动作值（A）；

I_2——变压器的负序电流（A）；

t_2——负序保护动作时间（s）。

（3）高压侧零序保护的校验

将高压侧零序定值电流加入本装置，装置面板“装置状态”灯亮，在定值时间内，零序保护动作，面板“保护跳闸”灯亮，屏幕显示“高压侧零序保护动作”。

其动作特性为

$$I_{OH} \geqslant I_{odz} \quad （当 I_{max} \leqslant 1.05I_e 时）$$

或

$$I_{0H} \geqslant [1+（I_{max}/I_e-1.05）/4]I_{odz} \quad （当 I_{max} > 1.05I_e 时）$$

$$t_0 \geqslant t_{odz}$$

式中　I_{OH}—— 变压器的高压侧零序电流倍数（零序额定电流视中性点接地方式而定）；

I_{odz}——零序电流动作值倍数；

I_e——变压器额定电流（A）；

t_{odz}——整定的接地保护动作时间（s）；

t_o——接地保护动作时间（s）。

（4）过负荷保护的校验

将过负荷定值电流加入本装置 A 相或 C 相，装置面板“装置状态”灯亮，在定值时间内，过负荷保护动作，面板“保护跳闸”灯亮，屏幕显示“A 相（或 C 相）过负荷保护动作”。

装置提供变压器高压侧过负荷保护，其时间特性为定时限，动作判据为：

$$I_{max} \geqslant I_{gf}$$

$$t \geqslant T_{gf}$$

式中　I_{gf}——整定的过负荷动作值（A）；

T_{gf}——整定的过负荷动作时间（s）；

t——过负荷保护动作时间（s）。

（5）反时限过流保护的校验

将过流定值电流加入本装置 A 相或 C 相，装置面板“装置状态”灯亮，在定值时间内，过流保护动作，面板“保护跳闸”灯亮，屏幕显示“A 相（或 C 相）过流保护动作”。

其动作判据为

$$I_{max} \geqslant 1.1I_{gf}$$

$$t \geqslant T_{gl}$$

式中　T_{gf}——整定的过流动作时间（s）；

t——过流保护动作时间（s）。

6．输出触点和信号检查

在保护动作的条件下进行检验。

7．整组试验

（1）将高、低压开关送至试验位并压好控制保险，插好二次插头。

（2）检查确认高、低压联跳压板已压好。

（3）手动拉合高、低压开关，确认开关拉合正常。

（4）将“就地、远方”控制手把打到远方，远方拉合高、低压开关，确认远方拉合回路正常。

（5）将“就地、远方”控制手把打到就地，手动合上高、低压开关，将装置 A 相或 C 相加入负序定值电流，在定值时间内，负序保护动作，面板“动作”灯亮，屏幕显示“A 相（或 C 相）负序保护动作”。高压开关掉闸，联跳低压开关掉闸，信号继电器掉牌，同时，远方应有音响信号。

（6）将“就地、远方”控制手把打到就地，手动合上开关，将装置加入零序定值电流，在定值时间内，零序保护动作，面板“动作”灯亮，屏幕显示零序保护动作”。高压开关掉闸，联跳低压开关掉闸，信号继电器掉牌，同时，远方应有音响信号。

（7）复归信号及装置，取下控制保险及二次插头，将高、低压开关拖出仓外，整组试验结束。

8．核查定值

在装置带电的状态下，按相应的定值通知单，重新复核所有定值。

10.6　WDZ-3D 型电动机微机综合保护装置检修规程

本规程适用于继电保护工作人员进行 WDZ-3 型微机电动机综合保护装置的现场检验。

10.6.1　基本要求

1．试验设备及试验接线的基本要求

（1）为了保证检验质量，应使用继电保护微机型试验装置，其技术性能应符合部颁 DL/T624—1997《继电保护微机型试验装置技术条件》的规定。

（2）试验仪表应经检验合格，其精度应不低于 0.5 级。

（3）试验回路的接线原则，应使加入保护装置的电气量与实际情况相符合。模拟故障的试验回路，应具备对保护装置进行整组试验的条件。

2．试验条件和要求

（1）交、直流试验电源质量和接线方式等要求参照部颁《继电保护及电网安全自动装置检验条例》有关规定执行。

（2）试验时如无特殊说明，所加直流电源均为额定值。

（3）为保证检验质量，对所有特性试验中的每一点，应重复试验 3 次，其中每次试验的数值与整定值的误差应满足规定的要求。

3．试验过程中应注意的事项

（1）断开直流电源后才允许插、拔插件，插、拔交流插件时应防止交流电流回路开路。

（2）调试过程中发现有问题时，不要轻易更换芯片，应先查明原因，当证实确需更换芯片时，则必须更换经筛选合格的芯片，芯片插入的方向应正确，并保证接触可靠。

（3）试验人员接触、更换芯片时，应采用人体防静电接地措施，以确保不会因人体静电而损坏芯片。

（4）原则上在现场不能使用电烙铁，试验过程中如需使用电烙铁进行焊接时，应采用带接地线的电烙铁或电烙铁断电后再焊接。

（5）使用交流电源的电子仪器（如示波器、毫秒计等）进行电路参数测量时，仪器外壳应与保护屏（柜）在同一点接地。

10.6.2　检验项目

新安装检验、全部检验和部分检验的项目如表 10-6 所示。

表 10-6　新安装检验、全部检验和部分检验的项目

检验项目	新安装检验	全部检验	部分检验
（1）外观及接线检查	√	√	√
（2）绝缘电阻检测	√	√	√
（3）通电初步检验			
① 保护装置的通电检验	√	√	
② 检验键盘			√
③ 时钟的整定与校核			√
（4）定值整定		√	
（5）保护定值检验 ① 正序电流速断保护检验 ② 负序保护检验 ③ 零序保护检验 ④ 过热保护检验 ⑤ 过流保护校验		√	
（6）输出触点和信号检查	√	√	√
（7）整组试验 ① 与断路器配合联动试验 ② 与中央信号的联动试验	√	√	
（8）定值的核查	√	√	√

注：（1）全部检验周期：新安装的微机保护装置 1 年内进行 1 次，以后每隔 6 年进行 1 次。

（2）部分检验周期：每隔 1～2 年进行 1 次。

（3）表中有“√”符号的项目表示要求进行检验。

10.6.3　检验要求

1．外观及接线检查

（1）保护装置的硬件配置、标注及接线等应符合图纸要求。

（2）保护装置上的元器件的外观质量、焊接质量应良好，所有芯片应插紧，型号正确，芯片放置位置正确。

（3）检查保护装置的背板接线有无断线、短路和焊接不良等现象，并检查背板上抗干扰元件的焊接、连线和元器件外观是否良好。

（4）电子元件、印刷线路、焊点等导电部分与金属框架间距应大于 3mm。

（5）保护装置的各部件固定良好，无松动现象，装置外形应端正，无明显损坏及变形现象。

（6）保护装置的端子排连接应可靠，且标号应清晰正确。

（7）切换开关、按钮、键盘等应操作灵活、手感良好。

（8）各部件应清洁良好。

2．绝缘电阻检测

用 500V 兆欧表测绝缘电阻大于 100MΩ。

3．通电初步检验

将本装置接入 DC110V 直流电源，液晶显示屏幕应正确显示，装置面板“装置状态”灯亮。

（1）检验键盘

在保护装置正常运行状态下，进入主菜单，选中定值整定子菜单，按“取消”键。而后，分别按“←”“→”“+”“-”“↓”“↑”“确认”及“复位”键，以检验这些按键的功能是否正常。

（2）时钟的整定与校核

选定时钟对时子菜单，按“↑”“↓”“→”“←”键移动光标来选择年、月、日、时、分、秒，按“+”“-”键校对各项数值，完成后按“确认”键确认。

4．定值的整定

按“↑”“↓”键用来滚动选择要修改的定值，按“←”“→” 键用来将光标移到要修改的那一位，按“+”和“-”键用来修改数据，按 “取消”键为不修改返回，按“确认”键完成定值整定后返回。

5．保护定值的校验

（1）正序电流速断保护的校验

将速断定值电流加入本装置 A 相或 C 相，装置面板“电机状态”灯亮，在定值时间内，速断保护动作，面板“保护跳闸”灯亮，屏幕显示“A 相（或 C 相）速断保护动作”。

其动作判据为

$$I_{max}=\max（I_a，I_c）$$

在电机启动过程中

$$I_{max}\geqslant I_{sdg}$$

$$I_{max} \geqslant I_{sdd} \text{ 在电机启动结束后 } t \geqslant t_{sd}$$

式中 I_{max}——A、C 相电流（I_a，I_c）最大值；

I_{sdg}——速断动作电流高值（电动机启动过程中速断电流动作值）（A）；

I_{sdd}——速断动作电流低值（电动机启动结束后速断电流动作值）（A）。

t_{sd}——整定的速断保护动作时间（s）

本保护在电动机启动时，带有约 70ms 延时，以避开启动开始瞬间的暂态峰值电流

（2）负序保护的校验

将负序定值电流加入本装置 A 相或 C 相，装置面板“电机状态”灯亮，在定值时间内，负序保护动作，面板“保护跳闸”灯亮，屏幕显示“A 相（或 C 相）负序保护动作”。

其动作判据为：

$$I_2 > I_{2dz}$$

$$t_2=\min\{20s，\tau_2/(I_2/I_2dz-1)\} \quad \text{当 } 1 < I_2/I_{2dz} \leqslant 2 \text{ 时}$$

或 $$t_2=\tau_2 \quad \text{当 } I_2/I_{2dz} > 2 \text{ 时}$$

式中 τ_2 整定的动作时间常数 （s）；

I_{2dz}——负序电流动作值（A）；

I_2——电动机的负序电流（A）；

t_2——负序保护动作时间（s）。

（3）零序保护的校验

将零序定值电流加入本装置，装置面板“电机状态”灯亮，在定值时间内，零序保护动作，面板“保护跳闸”灯亮，屏幕显示“零序保护动作”。

其动作特性为

$$I_0 \geqslant I_{odz} \quad \text{当 } I_{max} \leqslant 1.05I_e \text{ 时}$$

或 $$I_0 \geqslant [1+（I_{max}/I_e-1.05）/4]I_{odz} \quad \text{当 } I_{max} > 1.05I_e \text{ 时}$$

$$t_0 \geqslant t_{odz}$$

式中 I_o——电动机的零序电流倍数（零序额定电流视中性点接地方式而定）；

I_{odz}——零序电流动作值倍数；

I_e——电动机额定电流（A）；

t_{odz}——整定的接地保护动作时间（s）；

t_o——接地保护动作时间（s）。

（4）过热保护的校验

将过热定值电流加入本装置 A 相或 C 相，装置面板“电机状态”灯亮，在定值时间内，过热保护动作，面板“保护跳闸”灯亮，屏幕显示“A 相（或 C 相）过热保护动作”。

注：电机过热既有正序过流、过负荷原因，也有负序电流因素，且负序电流发热效应远大于正序电流，MMP-1 微机保护装置采用等效电流原理，综合计算正序、负序电流热效应，为电机提供可靠过热保护。过热保护功能方程为

$$t_1=\tau_1/[(I_1/I_N)2+K（I2/I_N）2-1.052]$$

式中 I_1——正序电流（A）；

I_N——额定电流（A）；

K——常数，取 6；

I_2——负序电流（A）；

τ_1——电机发热时间常数在 100～3000 之间整定。

（5）过流保护的校验

将过流定值电流加入本装置 A 相或 C 相，在定值时间内，过流保护动作，面板“动作”灯亮，屏幕显示“A 相（或 C 相）过流保护动作”。

6．输出触点和信号检查

在保护动作的条件下进行检验。

7．整组试验

（1）开关送至试验位并压好控制保险，插好二次插头。

（2）手动拉合开关，确认开关拉合正常；将“就地、远方”控制手把打到远方，远方拉合开关，确认远方拉合回路正常。

（3）将“就地、远方”控制手把打到“就地”，手动合上开关，将装置 A 相或 C 相加入负序定值电流，在定值时间内，负序保护动作，面板“动作”灯亮，屏幕显示“A 相（或 C 相）负序保护动作”。开关掉闸，信号继电器掉牌，同时，远方应有音响信号。

（4）将“就地、远方”控制手把打到就地，手动合上开关，将装置加入零序定值电流，在定值时间内，零序保护动作，面板“动作”灯亮，屏幕显示零序保护动作”。开关掉闸，信号继电器掉牌，同时，远方应有音响信号。

（5）复归信号及装置，取下控制保险及二次插头，将开关拖出仓外，整组试验结束。带电的状态下，按相应的定值通知单。

8．核查定值

在装置带电的状态下，按相应的定值通知单，重新复核所有定值。

10.7　RCS-915C 微机母线保护装置检修规程

本规程适用于继电保护工作人员进行 RCS-915C 微机母线保护装置的现场检验。

10.7.1　注意的事项

（1）尽量少拔插装置模件，不触摸模件电路，不带电插拔摸件。

（2）使用的电烙铁、示波器必须与屏柜可靠接地。

（3）试验前应检查屏柜及装置在运输中是否有明显的损伤或螺丝松动。

（4）使用交流电源的继电保护测试装置时，装置外壳应与保护屏（柜）在同一点接地。

10.7.2　检验项目

新安装检验、全部检验和部分检验的项目如表 10-7 所示。

表 10-7　新安装检验、全部检验和部分检验的项目

检 验 项 目	新安装检验	全 部 检 验	部 分 检 验
1．外观及接线检查	√	√	√
2．绝缘电阻及介质强度检测	√		
（1）绝缘电阻检测		√	√
（2）介质强度检测			
3．逆变电源的检验	√		
（1）检验逆变电源的自启动性能			
（2）逆变电源输出电压及稳定性检测			
① 空载状态下检测			
② 正常工作状态下检测		√	√
4．通电初步检验	√	√	
（1）检验键盘			
（2）打印机与保护装置的联机试验			
（3）软件版本和程序校验码的核查			√
（4）时钟的整定与校核			√
5．定值整定	√	√	
（1）整定值的整定			√
（2）整定值的失电保护功能检验			
6．开关量输入回路检验	√	√	√
7．模数变换系统检验	√	√	
（1）零漂检验			√
（2）模拟量输入的幅值特性检验			
8．保护逻辑、定值检验	√	√	
9．输出触点和信号检查	√	√	√
10．定值与状态的核查	√	√	√

注：（1）全部检验周期：新安装的微机保护装置 1 年内进行 1 次，以后每隔 6 年进行 1 次。

（2）部分检验周期：每两年进行 1 次。

（3）表中有“√”符号的项目表示要求进行检验。

10.7.3　检验要求与标准

1．外观及接线检查

（1）保护装置的硬件配置、标注及接线等应符合图纸要求。

（2）保护装置各插件上的元器件的外观质量、焊接质量应良好，所有芯片应插紧，型号正确，芯片放置位置正确。

（3）检查保护装置的背板接线有无断线、短路和焊接不良等现象，并检查背板上抗干扰元件的焊接、连线和元器件外观是否良好。

（4）核查逆变电源插件的额定工作电压。

（5）电子元件、印刷线路、焊点等导电部分与金属框架间距应大于 3mm。

（6）保护装置的各部件固定良好，无松动现象，装置外形应端正，无明显损坏及变形现象。

（7）各插件应插、拔灵活，各插件和插座之间定位良好，插入深度合适。

（8）保护装置的端子排连接应可靠，且标号应清晰正确。

（9）切换开关、按钮、键盘等应操作灵活、手感良好。

（10）各部件应清洁良好。

2．绝缘电阻及介质强度检测

（1）绝缘电阻检测

① 分组回路绝缘电阻检测。采用 1000V 摇表分别测量保护盘各组回路间及各组回路对地的绝缘电阻，绝缘电阻均应大于 10MΩ。在测量某一组回路对地绝缘电阻时，应将其他各组回路都接地。

② 整个二次回路的绝缘电阻检测。在保护屏端子排处将所有电流、电压及直流回路的端子连接在一起，并将电流回路的接地点拆开，用 1000V 摇表测量整个外回路对地的绝缘电阻，其绝缘电阻应大于 1MΩ。部分检测时仅检测交流回路对地绝缘电阻（保护装置不拔插件）。

（2）介质强度检测

本项试验要求每隔 6 年进行 1 次。

每次进行该项试验时必须在绝缘检验合格后才允许进行。

在保护屏端子排处将所有电流、电压及直流回路的端子连接在一起，并将电流回路的接地点拆开。整个回路对地施加工频电压为 1000V、历时为 1min 的介质强度试验。

正式加压试验前，应将高压端放在绝缘物上进行空载试升压，确实证明试验回路接线正确，方可进行试验。

试验过程中应无击穿或闪络现象。试验结束后，复测整个二次回路的绝缘电阻应无显著变化。

当现场试验设备有困难时，允许用 2500V 摇表测试绝缘电阻的方法代替。

3．逆变电源的检验

断开保护装置跳闸出口连接片。

试验用的直流电源应经专用双极闸刀，并从保护屏端子排上的端子接入。屏上其他装置的直流电源开关处于断开状态。

（1）检验逆变电源的自启动性能

① 直流电源缓慢上升时的自启动性能检验。合上保护装置逆变电源插件上的电源开关，试验直流电源由零缓慢升至 80%额定电压值，此时逆变电源插件面板上的电源指示灯应亮。

② 拉合直流电源时的自启动性能。直流电源调至 80%额定电压， 断开、合上逆变电源开关，逆变电源指示灯应亮。

（2）逆变电源输出电压及稳定性检测

① 空载状态下检测。保护装置仅插入逆变电源插件，分别在直流电压为 80%、100%、115%的额定电压值时检测逆变电源的空载输出电压。用测试盒将逆变电源插件面板上的测试孔上各级输出电压引出后进行测量。其电压允许范围如表 10-4 所示。

② 正常工作状态下检测。保护装置所有插件均插入，加直流额定电压，保护装置处于正

常工作状态。用测试盒引出各级输出电压，进行测量。

4．通电初步检验

（1）检验键盘

在保护装置正常运行状态下，按“↑”键，进入主菜单，选中定值整定子菜单，按“取消”键。之后分别按“←”“→”“+”“-”“↓”“↑”“确认”及“复位”键，以检验这些按键的功能是否正常。

（2）打印机与保护装置的联机试验

进行本项试验之前，打印机应进行通电自检。

将打印机与微机保护装置的通信电缆连接好（接保护装置 FF 通信接口）。将打印机的打印纸装上，并接通打印机电源。保护装置在运行状态下，按保护柜(屏)上的“打印”按钮，打印机便自动打印出保护装置的动作报告、定值报告和自检报告，表明打印机与微机保护装置联机成功。打印机的串行通信速率为 4800bps，数据长度为 8 位，无奇偶校验，有一个停止位。

（3）软件版本和程序校验码的核查

首先，核对所打印的自检报告上软件版本号是否为所要求的软件版本号和程序校验码是否均正确。其次，还应在液晶屏幕上复核软件版本号。

（4）时钟的整定与校核

① 时钟的整定。保护装置在“运行”状态下，按“↑”键进入主菜单后，移动光标至时钟整定按“确认”键后进入时钟的修改和整定状态。然后进行年、月、日、时、分、秒的时间整定。保护装置的时钟每 24 小时误差应小于 10s。

② 时钟的失电保护功能检验。时钟整定好以后，通过断、合逆变电源开关的方法，检验在直流失电一段时间的情况下，走时仍准确。断、合逆变电源开关至少应有 5min 时间的间隔。

5．定值整定

（1）整定值的整定

按“↑”“↓” 键用来滚动选择要修改的定值，按“←”“→” 键用来将光标移到要修改的那一位，按“+”和“-”键用来修改数据，按 “取消”键为不修改返回，按“确认”键完成定值整定后返回。

将定值整定通知单上的整定值输入保护装置，然后打印出定值报告进行核对。

（2）整定值的失电保护功能检验

整定值的失电保护功能可通过断、合逆变电源开关的方法检验，保护装置的整定值在直流电源失电后不会丢失或改变。

6．输入接点检查

进入“保护状态”菜单中“保护板状态”的“开入量状态”子菜单，在保护屏上分别进行刀闸位置接点、失灵接点的模拟导通和各压板的投退，在液晶显示屏上显示的开入量状态应有相应改变。 相同方法校验管理板的开入量状态。

7．模数变换系统检验

（1）零漂检验

进行本项目检验时要求保护装置不输入交流量。

检验零漂时，要求在一段时间(几分钟)内零漂值稳定在规定范围内。

（2）模拟量输入的幅值特性检验

调整输入交流电压分别为 70V、60V、30V、5V、1V，电流分别为 10 I_N、5 I_N、I_N、0.2 I_N、0.1 I_N，要求保护装置的采样显示值与外部表计测量值的误差应小于 5%。

注：

① 试验前，先进入采样值显示菜单，然后加电压和电流。

② 在输入 10 I_N 和 5 I_N 电流检验时，加电流时间应不超过 10s，其中输入 10 I_N 电流时允许采用专用自动调试设备进行检验。

8．保护逻辑、定值检验

（1）母线差动保护

投入母差保护压板及投母差保护控制字。

① 区外故障。短接元件 1 的 I 母刀闸位置及元件 2 的 II 母刀闸位置接点。

将元件 2TA 与母联 1TA 同极性串联，再与元件 1TA 反极性串联，模拟母线区外故障。通入大于差流启动高定值的电流，并保证母差电压比锁条件开放，保护启动。

② 区内故障。短接元件 1 的 I 母刀闸位置与元件 2 的 II 母刀闸位置接点。

将元件 1TA、母联 1TA 和元件 2TA 同极性串联，模拟 I 母故障。通入大于差流启动高定值的电流，并保证母差电压闭锁条件开放，保护动作跳 I 母。

将元件 1TA 和元件 2TA 同极性串联，再与母联 1TA 反极性串联，模拟 II 母故障。通入大于差流启动高定值的电流，并保证母差电压闭锁条件开放，保护动作跳 II 母。

短接元件 9 的 III 母刀闸位置及元件 10 的 II 母位置接点。

将元件 9TA、母联 2TA 和元件 10TA 同极性串联，模拟 III 母故障。通入大于差流启动高定值的电流，并保证母差电压闭锁条件开放，保护动作跳 III 母。

比例制动特性：短接元件 1 的 I 母刀闸位置及元件 2 的 I 母刀闸位置接点。

向元件 1TA 和元件 2TA 加入方向相反、大小可调的一相电流，则差动电流为$|\dot{I}_1+\dot{I}_2|$，制动电流为 $K\cdot(|\dot{I}_1|+|\dot{I}_2|)$。分别检验差动电流启动定值 I_{hcd} 和比率制动特性。

电压闭锁元件：在满足比率差动元件动作的条件下，分别检验保护的电压闭锁元件中相电压、负序和零序电压定值，误差应为±5%。

母联充电保护：投入母联 1 充电保护压板及投母联 1 充电保护控制字。

短接母联 1T_{WJ} 开入（T_{WJ}=1），向母联 1TA 通入大于母联充电保护定值的电流，母联充电保护动作跳母联。

按类似试验方法检验母联 2 和分段开关的充电保护功能。

（2）母联过流保护

投入母联 1 过流保护压板及投母联 1 过流保护控制字。

向母联 1TA 通入大于母联锅炉保护定值的电流，母联过流保护经整定延时动作跳母联。

按类似试验方法检验母联 2 和分段开关的过流保护功能。

（3）母联失灵保护

按上述试验步骤模拟Ⅰ母区内故障，保护向母联 1 发跳令后，向母联 1TA 继续通入大于母联失灵保护电流定值的电流，并保证Ⅰ、Ⅱ母电压闭锁条件均开放，经母联失灵保护整定延时母联失灵保护动作切除Ⅰ、Ⅱ母上所有的连接元件。

按类似方法检验母联 2 和分段开关的失灵保护功能。

（4）母联死区保护

① 母联开关处于合位时的死去故障

用母联 1 跳闸接点模拟母联 1 跳位开入 接点，按上述试验步骤模拟Ⅱ母区内故障，保护发 II 母跳令后，继续通入故障电流，经 50ms 母联死区保护动作将Ⅰ母也切除。

② 母联开关处于跳位时的死区故障

短接母联 1T_{WJ}开入（T_{WJ}=1），短接元件 1 的Ⅰ母刀闸位置，将元件 1TA、母联 1TA 反极性串联，模拟死区故障。保护应至只跳Ⅰ母。（注意：故障前Ⅰ、Ⅱ母电压必须均大于 0.3U_n，另外故障时间不要超过 300ms）。

按类似试验方法检验母联 2 和分段开关的死区保护功能。

（5）母联非全相保护

投入母联 1 的非全相保护压板及投母联 1 非全相保护控制字。

保证母联非全相保护的零序或负序电流判据开放，短接母联 1 的 T_{HWJ}开入，非全相保护经整定时限跳开母联。分别检验母联非全相保护的零序和负序电流定值，误差应为±5%以内。

按类似试验方法检验母联 2 和分段开关的非全相保护功能。

（6）断路器失灵保护

投入断路器失灵保护压板及投失灵保护控制字。

保证失灵保护电压闭锁条件开放，分别短接Ⅰ母、Ⅱ母、Ⅲ母失灵开入，断路器失灵保护经跳母联时限跳开母联，经失灵时限切除相应母线的各个连接元件。

在满足失灵电流元件动作的条件下，分别检验保护的电压闭锁元件中相电压、负序和零序电压定值，误差应为−5%～+5%以内。

（7）交流电压断线报警

① 模拟电相断线，母线三相电压矢量和大于 0.3U_n，即断线相残压〈38V，延时 1.25s 报该母线 TV 断线。

② 模拟三相断线，$|U_a|=|U_b|=|U_c|$ 小于 18V，并在母联 TA 通入大于 0.04I_n 电流。延时 1.25s 报该母线 TV 断线。

（8）交流电流断线报警

① 在电压回路施加三相平衡电压，相任一支路通入单相电流大于 0.06I_n，延时 10s 发 TA 断线报警信号。

② 在电压回路施加三相平衡电压，在任一支路通入三相平衡电流大于 I_{DX}，延时 10s 发 TA 断线报警信号。

9．输出接点检查

（1）短接支路 01 的刀闸位置，将装置定值“系统参数”中“线路 01TA 调整系数”整定为 1，在支路 01TA 中通入大于差流启动高定值的电流，元件 01 的两对跳闸接点应由断开变为闭合（应根据屏图检查到相应的屏端子上，下同）。短接支路 02 的刀闸位置，仍在支路 01TA

中通入故障电流，元件 02 的两对跳闸接点应由断开变为闭合。按此方法依次检查所有的跳闸接点。

（2）关掉装置直流电源，装置闭锁的远动和中央信号接点应由断开变为闭合。

（3）模拟交流回路断线，交流断线报警的远动和中央信号接点应由断开变为闭合。

（4）改变任一刀闸位置开入，刀闸位置报警的远动和中央信号接点应由断开变为闭合。

（5）根据所整定的失灵方式短接任一有效失灵接点，经 10s 装置发“保护板长期启动 2”“管理板长期启动 2”报警信息，其他报警的远动和中央信号接点应由断开变为闭合。

（6）投入母差保护压板及投母差保护控制字，模拟Ⅰ母故障，保护动作跳Ⅰ母，母差跳Ⅰ母的远动和中央信号接点应由断开变为闭合。

（7）按 6 所述方法检查母差跳Ⅱ母及跳Ⅲ母的远动和中央信号接点。

（8）投入母联 1 充电保护压板及投母联 1 充电保护控制字，模拟母联 1 充电到故障母线，母联充电保护动作跳母联 1，跳母联远动和中央信号接点应由断开变为闭合。

（9）投入母差保护压板及投母差保护控制字，模拟母线故障母联开关失灵，母联失灵保护动作，母联失灵的远动和中央信号接点应由断开变为闭合。

（10）投入断路器失灵保护压板及投失灵保护控制字，模拟断路器失灵，失灵保护动作，断路器失灵的远动和中央信号接点应由断开变为闭合。

10．定值与状态的核查

（1）将装置打印出的定值单与下发的定值整定通知单进行核对无误。

（2）所有措施恢复后，检查装置各支路参数应与设备实际运行状态一致。装置无异常信息。

参 考 文 献

[1] 国家电网公司人力资源部组编．变压器检修．北京：中国电力出版社，2010．
[2] 国家电网公司人力资源部组编．继电保护．北京：中国电力出版社，2010．
[3] 张露江，陈蕾，陈家斌．电气设备检修及试验（第二版）．北京：中国水利水电出版社，2012．
[4] 李发海，朱东起．电机学．北京：科学出版社，2007．
[5] 赵玉林．高电压技术．北京：中国电力出版社，2014．
[6] 南山集团电力检修公司．东海热电有限公司 300MW 机组电气检修规程，2011．
[7] 华电青岛发电有限公司．300MW 机组电气检修规程，2006．

反侵权盗版声明

电子工业出版社依法对本作品享有专有出版权。任何未经权利人书面许可，复制、销售或通过信息网络传播本作品的行为；歪曲、篡改、剽窃本作品的行为，均违反《中华人民共和国著作权法》，其行为人应承担相应的民事责任和行政责任，构成犯罪的，将被依法追究刑事责任。

为了维护市场秩序，保护权利人的合法权益，我社将依法查处和打击侵权盗版的单位和个人。欢迎社会各界人士积极举报侵权盗版行为，本社将奖励举报有功人员，并保证举报人的信息不被泄露。

举报电话：（010）88254396；（010）88258888
传　　真：（010）88254397
E-mail：　dbqq@phei.com.cn
通信地址：北京市万寿路 173 信箱
　　　　　电子工业出版社总编办公室
邮　　编：100036